

Technologiebericht

1.3 Photovoltaik

innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Dr. Simon P. Philipps (ISE)

Dr. Andreas W. Bett (ISE)

Dr. Björn Rau (HZB)

Prof. Dr. Rutger Schlatmann (HZB)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Philipps, S. P.; Bett, A. W.; Rau, B.; Schlatmann, R. (2017): Technologiebericht 1.3 Photovoltaik. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Simon Philipps
Tel.: +49 761 / 4588 – 5920
Fax: +49 761 / 4588 – 9250
E-Mail: simon.philipps@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut
für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg

Review durch:

Björn Rau (Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	5
Tabellenverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	7
Zusammenfassung (Steckbrief)	8
1 Beschreibung des Technologiefeldes	10
1.1 Einleitung	10
1.2 Technologien des Technologiefeldes Photovoltaik	12
2 Stand F&E in Deutschland	14
2.1 Solarzellen und Module	16
2.1.1 <i>Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarzellen) und Module</i>	16
2.1.2 <i>Stapelzellen auf c-Si und Module</i>	16
2.1.3 <i>Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe und andere Ansätze</i>	17
2.1.4 <i>III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module</i>	17
2.1.5 <i>Organische Solarzellen und Module</i>	18
2.2 PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel	18
2.3 Systemtechnik	18
2.3.1 <i>PV-Wechselrichtertechnologie</i>	18
2.3.2 <i>PV Kraftwerke und Systemtechnik</i>	18
2.3.3 <i>Netzanbindung und Netzführung</i>	18
2.4 Angrenzende Technologien	19
2.4.1 <i>Bauwerkintegrierte Photovoltaik</i>	19
2.4.2 <i>PV-Leistungsprognose</i>	19
2.4.3 <i>Recycling von Modulen und Wertstoffen</i>	19
3 Relevanz öffentlicher Förderung	20
3.1 Vorbemerkung	20
3.2 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	21
3.3 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	22
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	25
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	25
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	31
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	32
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	33
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	34
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	38
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	41
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	43

4.9	Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	44
4.10	Kriterium 12: Systemkompatibilität	45
5	F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	46
5.1	Solarzellen und Module	46
5.1.1	<i>Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarzellen) und Module</i>	46
5.1.2	<i>Stapelzellen auf c-Si und Module</i>	47
5.1.3	<i>Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe und andere Ansätze</i>	47
5.1.4	<i>III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module</i>	47
5.1.5	<i>Organische Solarzellen und Module</i>	47
5.2	PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel	47
5.3	Systemtechnik	48
5.3.1	<i>PV Invertertechnologie</i>	48
5.3.2	<i>PV Kraftwerke und Systemtechnik</i>	48
5.3.3	<i>Netzanbindung und Netzführung</i>	48
5.4	Angrenzende Technologien	48
5.4.1	<i>Bauwerkintegration von PV</i>	48
5.4.2	<i>PV-Leistungsprognose</i>	49
5.4.3	<i>Recycling von Modulen und Wertstoffen</i>	49
	Literaturverzeichnis	50

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

a-Si	Amorphes Silizium
B.A.U.	Business-as-usual
BIPV	Bauwerkintegrierte Photovoltaik
c-Si	Kristallines Silizium
CAGR	Mittlere jährliche Wachstumsrate
CdTe	Cadmiumtellurid
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
D	Deutschland
EEG	Energieeinspeisegesetz
EE	Erneuerbare Energien
F&E	Forschung und Entwicklung
FP	Forschungsprogramm
FVEE	Forschungsverbund Erneuerbare Energie
GaAs	GalliumArsenid
LCoE	Stromgestehungskosten (Levelized Costs of Energy)
PV	Photovoltaik
Si	Silizium
TRL	Technology Readiness Level

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
ct	Eurocent
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
GWp	Gigawatt Peakleistung
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
kWp	Kilowatt Peakleistung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
MWp	Megawatt Peakleistung
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden
W	Watt
Wp	Watt Peakleistung


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten der Photovoltaik am Beispiel c-Si-----	12
Tab. 1-2	Technologien des Technologiefeldes Photovoltaik -----	13
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung im Technologiefeld Photovoltaik -----	22
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Photovoltaik -----	23
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Photovoltaik-----	24
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Photovoltaik (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	28
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Photovoltaik -----	28
Tab. 4-3	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Photovoltaik (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	30
Tab. 4-4	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Photovoltaik -----	30
Tab. 4-5	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Photovoltaik in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)-----	32
Tab. 4-6	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Photovoltaik in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)-----	33
Tab. 4-7	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch das Technologiefeld Photovoltaik in Deutschland im Jahr 2050 im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)-----	34
Tab. 4-8	Kostenanteil am Systempreis für ein <30 kWp System mit kristallinen Modulen sowie abgeschätzte inländische Wertschöpfung für das Jahr 2016 -----	37
Tab. 4-9	Globaler und nationaler Absatzmarkt der Photovoltaik (jeweils Differenz zu Referenzszenario)-----	37
Tab. 4-10	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Photovoltaik -----	38
Tab. 4-11	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Photovoltaik – Input-Orientierung-----	40
Tab. 4-12	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Photovoltaik – Output-Orientierung -----	41
Tab. 4-13	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Photovoltaik zum Status Quo (2015) -----	43
Tab. 4-14	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Photovoltaik (PV-Freifläche typisch 2,5 MWp)-----	44
Tab. 4-15	Abhängigkeit des Technologiefeldes Photovoltaik von Infrastrukturen -----	45

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Entwicklung der kumulierten PV-Leistung weltweit zwischen 2006 und 2016 -----	10
Abb. 1-2	Prognostizierte Kostenreduktion von PV Anlagen bis zum Jahre 2050-----	11
Abb. 2-1	Entwicklung der Spitzenwirkungsgrade verschiedener Solarzellen im Labor -----	14
Abb. 2-2	Zeitliche Entwicklung der Preise für PV-Module -----	15
Abb. 2-3	Zeitliche Entwicklung der Preise für PV-Wechselrichter -----	15
Abb. 4-1	Weltweite Stromerzeugung aus Photovoltaik und der Anteil an der gesamten Erzeugung bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien -----	26
Abb. 4-2	Weltweit installierte PV-Kapazität bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien -----	27
Abb. 4-3	PV-Marktpotenzial in Deutschland bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien -----	29
Abb. 4-4	Upstream-Wertschöpfungskette für die Produktion von kristallinen Solarmodulen -----	35
Abb. 4-5	Downstream-Wertschöpfung-----	35
Abb. 4-6	Lieferanten für in Deutschland verbaute PV-Wechselrichter auf Basis der Nominalleistung in MW _p -----	36
Abb. 4-7	Nationale F&E-Budgets für Photovoltaik der sechs Länder mit den höchsten Budgets im Jahr 2014. Zudem ist die relative Änderung im Vergleich zum Jahr 2009 angegeben. -----	39
Abb. 4-8	Nationale F&E-Budgets für Photovoltaik der sechs Länder mit den höchsten Budgets im Jahr 2014 und relative Änderung im Vergleich zum Jahr 2009 -----	41

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 1.3 Photovoltaik						
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf						
Beschreibung des Technologiefeldes						
<p>A: Solarzellen und Module</p> <ul style="list-style-type: none">– A1 Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarz.) und Module Demonstration – Kommerzialisierung (TRL=7-9) (2015: 93 % des Marktes)– A2 Stapelzellen auf c-Si und Module Technologieentwicklung (TRL=4)– A3 Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe Demonstration – Kommerzialisierung (TRL=7-9) (2015 : 7 % Marktanteil); c-Si, GaAs Technologieentwicklung – Demo (TRL=3-6)– A4 III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module Technologieentwicklung Demonstration (TRL=4; 7) (bislang ca. 300 MW installiert)– A5 Organische Solarzellen und Module Technologieentwicklung – Demonstration (TRL=4; 6; 7) <p>B: PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel (TRL=7-9)</p> <p>C: Systemtechnik</p> <ul style="list-style-type: none">– C1 PV-Invertertechnologie Technologieentwicklung – Kommerzialisierung (TRL=7-9)– C2 Netzanbindung und Netzführung Technologieentwicklung – Kommerzialisierung (TRL=7-9) <p>D: Angrenzende Technologien</p> <ul style="list-style-type: none">– D1 Bauwerkintegrierte Photovoltaik Technologieentwicklung – Demonstration (TRL=4; 6-7)– D2 PV-Ertragsprognostik Technologieentwicklung – Demonstration (TRL=7-8)– D3 Recycling von Modulen und Wertstoffen Technologieentwicklung – Demonstration (TRL=7) <p>* TRL-Einordnung entsprechend des Schwerpunktes der aktuellen Entwicklungsarbeit.</p>						
Kritische Komponenten: Sicherung der Zulieferkette, gesicherter Zugang zum Kapitalmarkt, nachhaltige Materialverfügbarkeit bei hohen Produktionsmengen						
Entwicklungsziele						
<ul style="list-style-type: none">– A: Kontinuierliche Steigerung des Wirkungsgrades, Kostensenkung, verminderter Materialeinsatz, verbesserte Recyclebarkeit– B: Qualitätssicherung bei der Produktion, Betrachtung gesamtheitlich nachhaltiger Produktionsketten, Kostenreduktion bei Materialbereitstellung– C: Effizienzsteigerung; Integrierbarkeit; Übernahme von Netzdienstleistungen– D: D1 Fassadennutzung; PV Modul als Baustoff; D2 Vorhersage Erträge; Vorhersage Komponentenausfall; D3: Recycling mit hoher Materialverwertung und geringem Energieaufwand						
Technologie-Entwicklung						
	Einheit	2016	2025	2030	2040	2050
Installierte Leistung Deutschland	GW	40	86	101	151	201
Installierte Leistung International	GW	300	2000	3725	6678	9295
Zellwirkungsgrad Labor (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)	%	26 / 30	27 / 35	27 / 40	27,5 / 43	28 / 45
Modulwirkungsgrad Industrie (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)	%	15 bis 22	17-23	19-23 / 30	22-24 / 34	24 / 37
Modulkosten	€/kWp	600-700	305-470	240-440	180-380	150-340
Modullebensdauer	a	> 20	> 25	> 30	> 35	> 35
Stromgestehungskosten in D	€/ct/kWh	~8	5,1-8,3	4,5-7,2	3,5-6,5	2,4-5,8
F&E-Bedarf						
<ul style="list-style-type: none">– A: höhere Wirkungsgrade, Materialeinsparung/-ersatz, flexible, leichte Solarzellen, Langlebigkeit und Rezyklierbarkeit für Technologien, die bereits im Markt sind; neuartige Halbleiter benötigen F&E zur Umsetzung in eine Massenproduktion– B: optimierte Massenfertigungsprozesse, um Produktionskosten zu senken– C: C1 Wechselrichter-Technologie: höhere Wirkungsgrade, Materialeinsparung, Netzdienlichkeit; C2 Netzanbindung & -dienlichkeit: virtuelle Kraftwerke, Smart Grids– D: D1 Architektonische Lösungen; D2 Prognose von PV-Erträgen; Prognose von Systemausfällen (Module, Wechselrichter); D3 Innovative Recyclingverfahren.						

B) Multikriterielle Bewertung	
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)	
<ul style="list-style-type: none"> – Mehrere Szenarien zeigen, dass im Jahr 2050 circa 30 % der Nettostromerzeugung in Deutschland mit PV zu decken ist, mit THG-Einsparungen von bis zu 180 Mio. t CO₂-äq./a. – Durch die Energiewende wird das Energiesystem stärker elektrifiziert, PV leistet großen Beitrag zur Sektorenkopplung. – Energieaufwand bei PV-Produktion kann mittels F&E weiter gesenkt werden. 	
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)	
<ul style="list-style-type: none"> – Mittlere Einsparung von Primärenergie von bis zu 800 PJ/a in 2050. – Generell kein Verbrauch kritischer Rohstoffe (Ausnahme A3 CIGS: Indium Verfügbarkeit, CdTe: Cadmium Schwermetallproblematik) . – Hohe Rezyklierbarkeit von Modulen möglich, diesbezüglich besteht jedoch noch Forschungsbedarf. 	
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)	
<ul style="list-style-type: none"> – Solarzellen, Module und Wechselrichter: auch weiterhin hohe Kostensenkungen möglich – Optimierung der PV-Fertigungs- und Anlagentechnik notwendig, um weiteres Kostensenkungspotenzial zu erschließen – Netzanbindung und Netzführung: Es ist davon auszugehen, dass bei höheren Anteilen von PV lokale Nutzung erfolgt und die Kosten für die Netzerhaltung anders als über den Strompreis gedeckt werden müssen. 	
Inländische Wertschöpfung	
<ul style="list-style-type: none"> – Gesamte Wertschöpfungskette in Deutschland vorhanden. – Marktanteil PV-Anlagenbau aus Deutschland 2014 bei 50 % am Weltmarkt 	
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	
<ul style="list-style-type: none"> – Deutschland ist Technologieführer entlang der PV-Wertschöpfungskette. – Ca. 6 % der weltweiten wissenschaftlichen Publikationen zur PV stammen 2015 aus Deutschland. 	
Gesellschaftliche Akzeptanz	
<ul style="list-style-type: none"> – Sehr hohe Marktakzeptanz und sozialpol. Akzeptanz für Solarenergie – Relativ geringes Risiko bei lokaler Akzeptanz; PV-Freifläche: Flächenverbrauch evtl. problematisch 	
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	
Technologie A und C1 bedingt mit zunehmender Ausbaustufe F&E und Investitionen in C2, D1 u. D3.	
Abhängigkeit von Infrastrukturen	
<ul style="list-style-type: none"> – PV-Kraftwerke auf Wohngebäuden: geringer Ausbau notwendig im NS-Netz; PV-Freifläche: Netzausbau im MS- oder HS-Netz notwendig. – Flexible Erzeugungskapazitäten und Laststeuerung bei hohem Ausbau erforderlich 	
Systemkompatibilität	
Bei einem großen Bestand (hoher Durchdringung) an PV-Anlagen müssen entsprechende Reserveleistungen sichergestellt werden. Wind und PV-Installation müssen optimiert werden.	

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Photovoltaik (PV) ist die Technologie zur Erzeugung elektrischer Energie aus Licht mittels des (inneren) Photoeffektes in Halbleiter- (pn) Strukturen. Diese Technologie hat in den vergangenen zwei Jahrzehnten für die terrestrische Energieproduktion aus Sonnenlicht eine sehr erfolgreiche Entwicklung genommen und stellt heute eine der wichtigsten Erneuerbaren Energien (EE) dar.

Abb. 1-1 zeigt die historische Entwicklung des PV-Weltmarktes zwischen 2006 und 2016. Ende 2016 waren weltweit PV-Anlagen mit einer Kapazität von über 320 GW installiert, davon etwa 41 GW in Deutschland, die etwa 6,9 % des deutschen Netztostromverbrauchs lieferten (Fraunhofer ISE 2017).

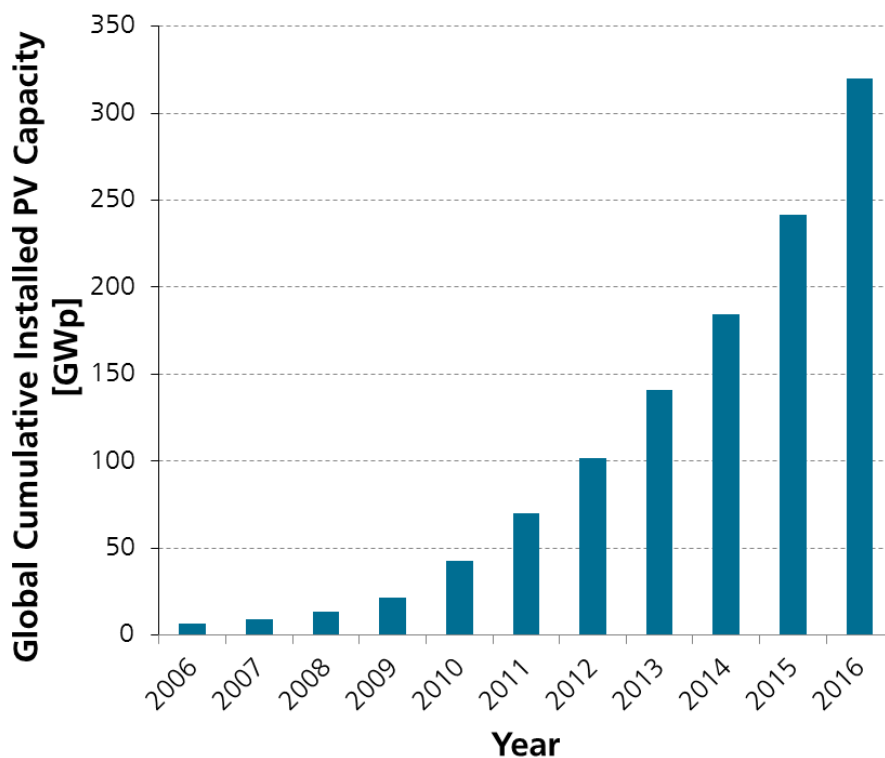


Abb. 1-1 Entwicklung der kumulierten PV-Leistung weltweit zwischen 2006 und 2016

Quelle: Fraunhofer ISE (2017)

Ermöglicht wurde diese Entwicklung durch intensive, auch öffentlich geförderte, Zusammenarbeit von Forschung und Industrie, wobei Deutschland in der Technologie und der installierten Leistung einen Spitzenplatz einnahm und noch immer einnimmt. Die über F&E erreichte Verbesserung von Produkten, Prozessen und Anlagentechnologie sowie das Skalenwachstum bewirkten eine Preisreduktion von PV-Modulen von 23,4 Euro/W_p im Jahr 1980 auf 0,44 Euro/W_p im Jahre 2016, also um einen Faktor 53 (Fraunhofer ISE 2017). Die Kostenreduktion geht auch aktuell in 2017 weiter. Diese Entwicklung beförderte die PV von einer Außenseiterrolle im EE-Portfolio zu einer tragenden Säule der nationalen und globalen Energiewende. Die treibende Rolle bei dieser Entwicklung spielte zunächst das deutsche Energieeinspei-

segesetz (EEG), welches von einer Vielzahl von anderen Ländern übernommen wurde und dadurch ein starkes globales Wachstum ermöglichte.

Die durchschnittlichen Zuschlagswerte für die Einspeisevergütung neuer, großer PV-Kraftwerke lagen 2016 unter 8 ct/kWh in Deutschland. Die Kosten für PV-Strom sind somit vergleichbar mit Onshore-Windstrom und deutlich niedriger als Offshore-Windstrom. Im Vergleich zu konventionellen fossilen und nuklearen Bestandskraftwerken liegen die Kosten aktuell noch höher. Für Neubauten gilt dies jedoch nicht mehr unbedingt. So wurde für das geplante Atomkraftwerk „Hinkley C“, das im Jahr 2025 in Großbritannien in Betrieb gehen soll, eine Einspeisevergütung von umgerechnet 12 ct/kWh zzgl. Inflationsausgleich über die Dauer von 35 Jahren zugesagt. Kleinere PV-Aufdachanlagen haben grundsätzlich höhere Stromgestehungskosten als PV-Kraftwerke. Jedoch wurde die Netzparität in Bezug auf den Haushaltsstrompreis (ca. 30 ct/kWh brutto) deutlich unterschritten, wodurch sich heute neue Geschäftsmodelle entwickeln, die bei geeigneten Rahmenbedingungen auch ohne Förderung wirtschaftlich sind. Die Erreichung weiterer Kostensenkungen und die Verbesserung der Nachhaltigkeit in der gesamten Produktionskette sind Aufgaben von F&E aber auch der öffentlichen Förderung in den nächsten Jahren. Hier gilt es insbesondere, die Kontinuität der Förderung zu bewahren und gleichzeitig die richtigen Rahmenbedingungen zu setzen.

Das Kostensenkungspotenzial bei PV-Strom ist auch weiterhin enorm. Abb. 1-2 zeigt beispielhaft die prognostizierten mittleren Kosten für PV-Anlagen für die Jahre 2015 bis 2050 aus einer Studie des Fraunhofer ISE im Auftrag der Agora Energiewende (Fraunhofer ISE 2015). Eine Halbierung der Systemkosten und damit die Konkurrenzfähigkeit der PV-Kosten können demnach gelingen. Dies stellt sicherlich eine Herausforderung dar, die jedoch durch Marktwachstum (Skaleneffekte) und technische Innovationen erreichbar sein wird. Alle Prognosen sind sich einig darin, dass die PV einen entscheidenden Anteil am Gelingen der Energiewende haben wird.

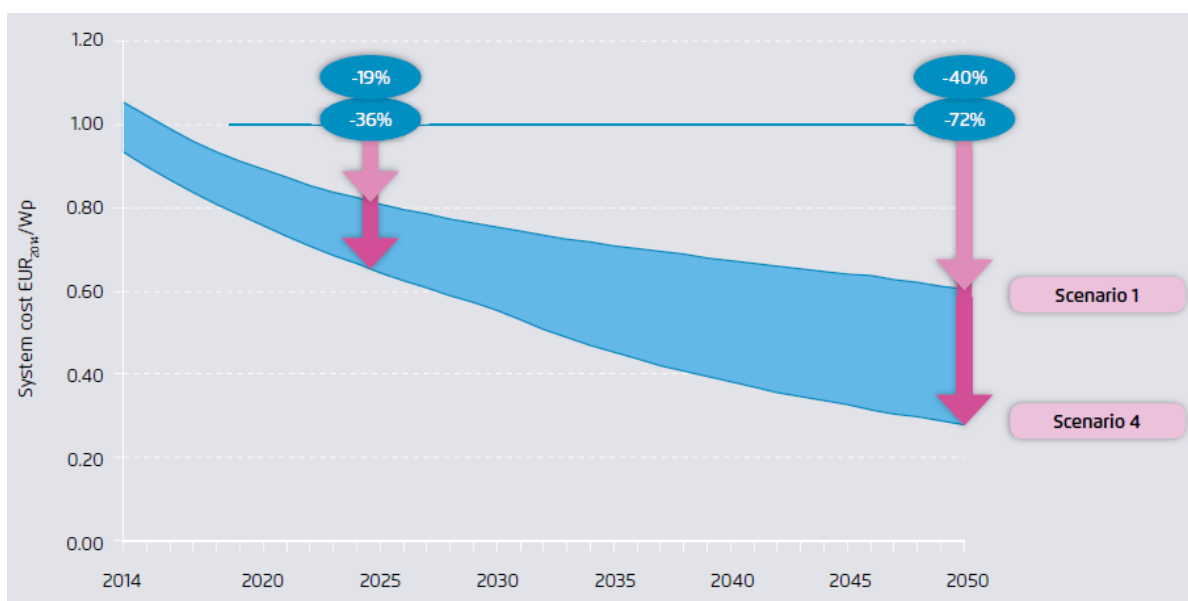


Abb. 1-2 Prognostizierte Kostenreduktion von PV Anlagen bis zum Jahre 2050

Quelle: Fraunhofer ISE (2015)

Einige wichtige techno-ökonomische Kenndaten des Technologiefeldes PV nach derzeitigem und zukünftigem Stand sind in Tab. 1-1 aufgeführt. Der Übersichtlichkeit halber wurde hier nur die kristalline Silizium-Technologie aufgenommen, die derzeit die führende Technologie darstellt. Es sei jedoch angemerkt, dass insbesondere die Dünnschichttechnologie CIGS auch eine wichtige Rolle für die deutsche Photovoltaik-Industrie spielt und Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette in Deutschland aktiv sind. Im Gegensatz zur Wafer-basierten kristallinen Siliziumtechnologie werden CIGS-Module ganzflächig auf Glas oder flexiblen Substraten abgeschieden. Dies ermöglicht beispielsweise maßgeschneiderte Module für verschiedene Anwendungen, zum Beispiel bauwerkintegrierte PV. Besondere Charakteristika sind zudem ein niedriger Temperaturkoeffizient, gutes Schwachlichtverhalten und kurze Energierücklaufzeiten. Obwohl bereits mehrere GW an CIGS-Modulen weltweit installiert wurden, wird die Technologie erst am Beginn der Lernkurve gesehen. Es besteht somit deutliches Kostenreduktionspotenzial, welches erschlossen werden kann, wenn die Produktionsvolumina signifikant steigen (Palm et al. 2015).

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten der Photovoltaik am Beispiel c-Si

	Einheit	Heute	2025	2030	2040	2050
Solarzellengröße	mm ²	156 x156	156 x156	156 x156	156 x156	156 x156
Waferdicke	µm	160 - 180	140 – 160	120 - 140	110 - 130	100 - 120
Zellwirkungsgrad Labor (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)	%	26 / 30	27 / 35	27 / 40	27.5 / 43	28 / 45
Modulfläche: typisch	qm	1,7				individua- lisierte Grö- ßen
Modulwirkungsgrad Industrie (Pure c-Si / Mehrfachzelle auf Si)	%	15 - 22	17 - 23	19 – 23 / 30	22 – 24 / 34	24 / 37
Modulkosten ¹	€/kWp	600 - 700	305 - 470	240 – 440	180 - 380	150 - 340
Modullebensdauer	a	> 20	> 25	> 30		> 35
Kosten PV Anlagen ¹⁾ (Freifläche)	€/kWp	900 - 1000	600 - 880	500 - 820	390 - 720	300 - 650
Stromgestehungskosten in D ¹⁾	€/kWh	8 - 12	5,1 - 8,3	4,5 – 7,2	3,5 - 6,5	2,4 - 5,8
Installierte PV- Leistung in D	GWp	41	86	101	151	201

¹⁾ Fraunhofer ISE 2015

Quelle: Expertenwissen, Fraunhofer ISE (2015), ITRPV (2017)

1.2 Technologien des Technologiefeldes Photovoltaik

In Tab. 1-2 sind die wichtigsten Technologien des Technologiefeldes aufgelistet. Diese bestehen aus fünf Zell-Technologien, der Produktionstechnologie, der PV-Systemtechnik und angrenzender Technologien. Die Kategorisierung ist angelehnt an den FVEE (FVEE 2017). Die Technologien werden in Kapitel 2 in ihrem gegenwärtigen Stand beschrieben. Der jeweilige Forschungsbedarf wird in Kapitel 5 dargestellt.

Tab. 1-2 Technologien des Technologiefeldes Photovoltaik

A Solarzellen und Module

A1 Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarzellen) und Module

A2 Stapelzellen auf c-Si und Module

A3 Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe und andere Ansätze

A4 III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module

A5 Organische Solarzellen und Module

B PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel**C Systemtechnik**

C1 PV-Invertertechnologie

C2 Netzanbindung und Netzführung

D Angrenzende Technologien

D1 Bauwerkintegrierte Photovoltaik

D2 PV-Ertragsprognostik

D3 Recycling von Modulen und Wertstoffen

Quelle: angelehnt an FVEE (2017)

2 Stand F&E in Deutschland

Im 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung wurden die meisten der in Tab. 1-2 genannten Technologien aufgelistet und damit auch gefördert (BMWi 2011). Die wichtigsten Ziele des 6. Energieforschungsprogramms waren, kurz zusammengefasst, die Erhöhung des Wirkungsgrades und die Reduzierung der Kosten der verschiedenen Technologien. Zusammen mit dem EEG, das besonders Marktanreize geschaffen hat und so die Industriefertigung stimulieren konnte, wurden in Bezug auf diese Ziele große Fortschritte erreicht. Abb. 2-1 zeigt den zeitlichen Verlauf der (stabilisierten) Wirkungsgrade verschiedener Solarzellentechnologien (Laborwerte) (Fraunhofer ISE 2017). Dies sind Ergebnisse weltweiter Forschung, an denen aber die Forschung in Deutschland einen wesentlichen Anteil hat. Anzumerken ist hier, dass von Institutionen in Deutschland derzeit die Spitzenwerte für die III-V Mehrfach-Konzentratorzelle, für die beidseitig kontaktierte mono-Silizium und multi-Siliziumzelle, für die III-V auf Silizium-Mehrfachzelle und für die CIGS-Zelle gehalten werden.

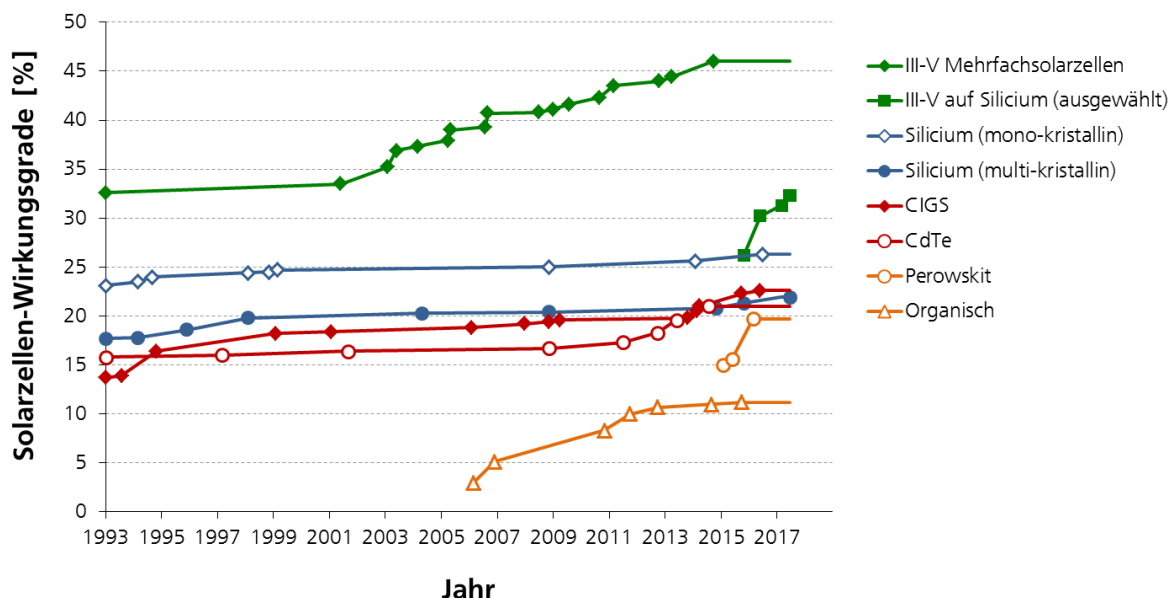


Abb. 2-1 Entwicklung der Spitzenwirkungsgrade verschiedener Solarzellen im Labor

Quelle: Fraunhofer ISE (2017)

Als Beispiele für die erreichte Kostensenkung zeigt Abb. 2-2 die zeitliche Entwicklung der Modulpreise und Abb. 2-3 die Preise für PV Inverter (Fraunhofer ISE 2015; Fraunhofer ISE 2017). Angesichts der bereits realisierten Skaleneffekte werden technische Innovationen zur weiteren Kostensenkung entscheidend sein.

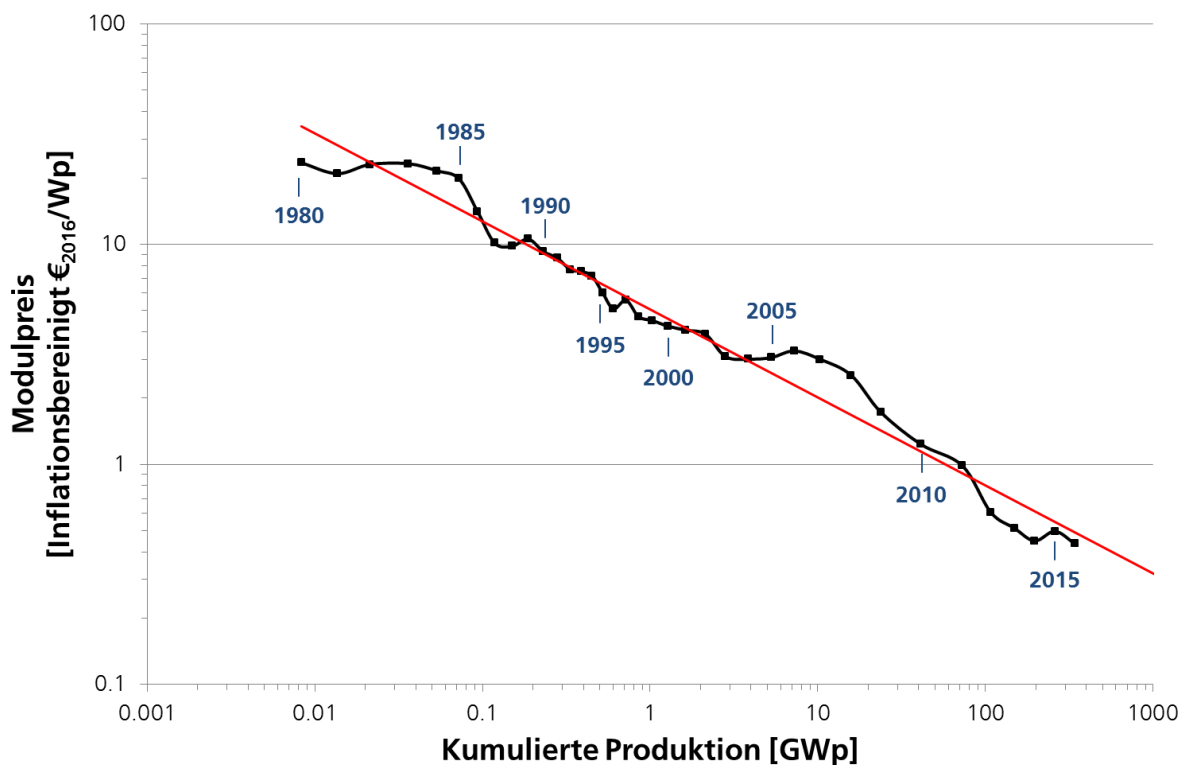


Abb. 2-2 Zeitliche Entwicklung der Preise für PV-Module

Quelle: Fraunhofer ISE (2017)

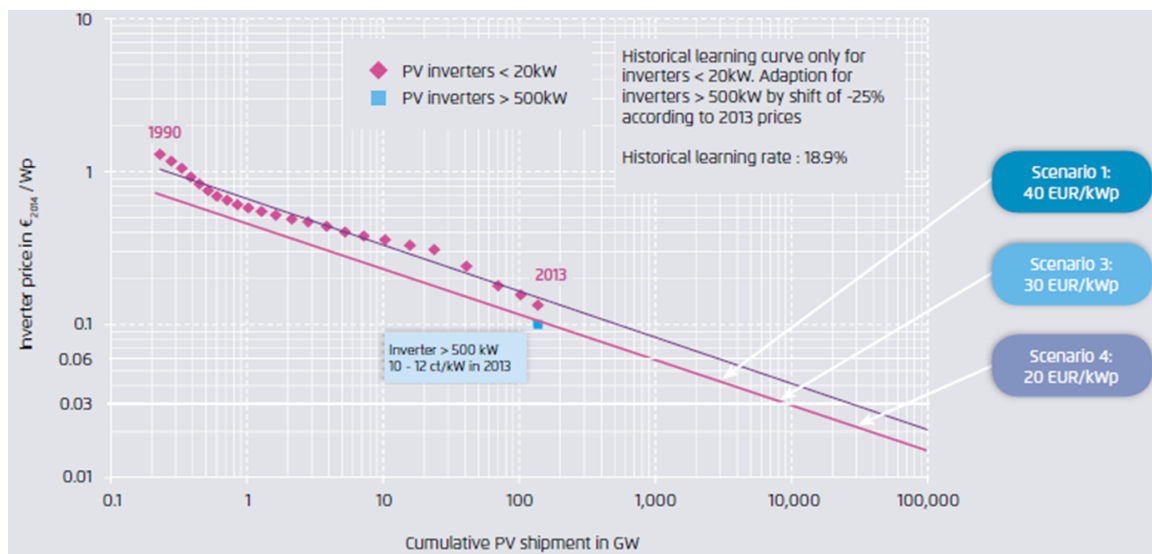


Abb. 2-3 Zeitliche Entwicklung der Preise für PV-Wechselrichter

Quelle: Fraunhofer ISE (2015)

Im Folgenden werden die PV-Technologien kurz in ihrem gegenwärtigen Entwicklungsstand charakterisiert. Die Unterteilung in Kategorien orientiert sich überwiegend an der Schrift „Forschungsziele 2017“ des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien FVEE (FVEE 2017).

2.1 Solarzellen und Module

2.1.1 Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarzellen) und Module

Etwa 93 % aller installierten Module bestehen aus mono- oder multi-kristallinem Silizium (c-Si). Die Verbesserung der Solarzellenwirkungsgrade wurde in Abb. 2-1 gezeigt. Kristalline Si-Solarzellen haben heute hohe Laborwirkungsgrade von 21,9 (multi-c-Si) bis 26,3 (mono-c-Si) Prozent. An dieser Entwicklung hat die deutsche Forschung einen maßgeblichen Anteil. So hält das Fraunhofer ISE den Wirkungsgradrekord für die beidseitig kontaktierte mono-Silizium (25,1 %) und multi-Siliziumzelle (21,9 %). Der Wirkungsgrad von c-Si-Zellen lässt sich noch deutlich erhöhen. Als obere praktische Grenze werden Werte von 27 % gesehen. Verbessert werden konnte auch der Si-Materialeinsatz von 16 g/W_p auf heute 6 g/W_p durch höhere Wirkungsgrade und dünnere Wafer. Die Energierücklaufzeit sank von 3,4 Jahren (1990) auf 1,3 Jahre. Si-Modulwirkungsgrade konnten in 10 Jahren von 12-17 % auf 16-22 % erhöht, die erwartete Lebensdauer von 20 auf 30 Jahre ausgedehnt werden. Für Module werden Wirkungsgrade um 24 % als langfristig realistisch gesehen. Um dies zu erreichen, müssen zum einen verbesserte Solarzellen- und Moduldesigns im Labor entwickelt werden. Zum anderen muss der Abstand zwischen Laborwirkungsgraden und der industriellen Produktion verringert werden. Gerade hier besteht noch ein enormer F&E Bedarf in Bezug auf Prozess- und Produktionstechnologie sowie die Anpassung auf Industrie 4.0.

2.1.2 Stapelzellen auf c-Si und Module

Stapelsolarzellen sind aus unterschiedlichen Materialien mit dann zwei oder mehreren pn-Übergängen zusammengesetzt. Sie können monolithisch zusammengesetzt und damit mit nur Front- und Rückkontakt kontaktiert werden, oder aber jeder pn-Übergang wird separat kontaktiert. Das Ziel ist, durch bessere Ausnutzung des Solarpektrums den theoretischen Wirkungsgrad von Einfachzellen deutlich zu übertreffen. Es gibt verschiedene Halbleitermaterialien, die als Oberzelle(n) auf c-Si-Solarzellen aufgebracht werden könnten. Historisch wurde zum Beispiel amorphes Silizium eingesetzt. Optionen sind auch Perowskite und Chalkoperide. In jüngerer Zeit wurden bereits erfolgreiche Experimente mit III-V-Halbleitern auf Si durchgeführt. So wurde mit einer Dreifachsolarzelle auf c-Si vor kurzem ein Wirkungsgrad von 31,3 % erreicht. Herausforderungen bestehen technisch insbesondere darin, eine hohe Materialqualität in den kombinierten Strukturen zu erreichen. Des Weiteren müssen die Material- und die Produktionskosten gesenkt werden.

Die aktuellen Themen in der Perowskite-Forschung konzentrieren sich auf die Effizienz und die Langzeitstabilität der Solarzellen, alternative Materialien (z. B. Substitution von Pb) und die Entwicklung von industriell anwendbaren Herstellungsverfahren.

Darüber hinaus bieten die Perowskite ein hohes Potenzial für hocheffiziente Stapelzellen insbesondere in Kombination mit Wafer-basierten Silizium- oder CIGS-Solarzellen. Daher steht hier die Zusammenführung der beiden Zelltechnologien (ange-

passte Prozesstemperaturen, sanfte Beschichtungsmethoden, elektronisches, optisches und morphologisches Grenzflächendesign) im Vordergrund.

2.1.3 Dünnschicht-Module aus $\text{CuIn}(\text{Ga})\text{Se}$ (CIGS), CdTe und andere Ansätze

Dünnschichtmodule haben inhärente Vorteile, weil sie in großen Flächen prozessiert werden und weil ihre Herstellung weniger Material und Energie benötigt. Derzeit sind etwa 8 % aller installierten Anlagen mit Dünnschicht-Modulen ausgestattet (60 % CdTe, 25 % CIGS und 15 % a-Si). Mit 21 % bzw. 22,6 % Laborwirkungsgrad haben CdTe und CIGS große wirtschaftliche Potenziale und sind daher interessant als potenzielle Konkurrenz von multi-c-Si (Palm et al. 2015). Deutschland ist bei CIGS technisch sehr gut aufgestellt. So hält das ZSW den aktuellen Rekordwirkungsgrad von 22,6 %. Bei CdTe ist allerdings die Umweltgefährdung durch Cd noch nicht endgültig entschieden.

Die zentralen aktuellen Forschungsthemen der Chalkopyrite-Technologie sind vor allem die Verbesserung des Zell- und Modulwirkungsgrades und die Entwicklung effizienterer und kostengünstiger industrieller Herstellungsverfahren (Materialkosten sowie Equipment/Capex), aber auch die Entwicklung alternativer Materialien (z. B. verbesserte transparente Kontaktschichten) und Bauelementkonzepte (z. B. Rück- und Vorderseitenpassivierung). Im Bereich BIPV sind die Vorteile der Dünnschichttechnologie gegenüber klassischen Wafer-basierten Modulen vor allem die höhere Flexibilität im Design der Module, die Entwicklung von farblichen Alternativen und die Integration von Modultechnologien in Fassadenelemente.

Zusätzlich zu den etablierten Dünnschichttechnologien werden auch einige andere Ansätze verfolgt. So könnten Solarzellen aus dünnen Siliziumschichten auf Glas produziert werden, um Materialkosten zu senken. Die Herausforderungen liegen in der Prozesstechnologie sowie der Erhöhung des Wirkungsgrades. Ein weiterer Ansatz ist die Verwendung von hocheffizienten GaAs-Solarzellen. Diese Materialklasse ist bereits bei Solarzellen für Weltraumanwendungen und bei konzentrierender Photovoltaik etabliert. Um auch für Flachmodulanwendungen wettbewerbsfähig sein zu können, könnten die teuren Substratwafer wiederverwendet werden. Zudem wird daran gearbeitet, die Solarzellenschichten dünner zu machen. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass sowohl der Ansatz Silizium-auf-Glas als auch GaAs auf einem niedrigeren technologischem Reifegrad als CIGS- und CdTe sind. Entsprechend wird bei der Kriterienbewertung bei Bedarf differenziert.

2.1.4 III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module

Drei- und Mehrfachsolarzellen aus III-V-Halbleitern, also Verbindungen aus der III. und V.-Hauptgruppe des Periodensystems, haben schon seit längerem die höchsten Wirkungsgrade erreicht, im Labormaßstab 46 % und im Modul 38,9 %. Diese Zellen werden in Deutschland als Flachmodulzellen für die Raumfahrt und als Konzentrator-Module für die terrestrische Anwendung in Gegenden mit viel direkter Solarstrahlung entwickelt. Konzentrator-Module mit hohem Konzentrationsgrad (>500) deshalb, weil die sehr komplexen Schichtsysteme (über 40 Schichten) teuer sind und derzeit nur als Konzentratorzellen mit sehr kleinen Flächen wirtschaftlich sein können.

2.1.5 Organische Solarzellen und Module

Organische Solarzellen werden aus organischen Halbleitergemischen in Lösung präpariert und können mit verschiedenen Drucktechniken auf dünne Substrate als Einfach- oder Mehrfach-Solarzellen aufgebracht werden. Ihre Wirkungsgrade liegen derzeit bei etwa 12 % auf kleiner Fläche, es wird ihnen aber sowohl ein großes Wirkungsgradpotenzial als auch, wegen der einfachen Prozessierung, ein großes wirtschaftliches Potenzial zugesprochen.

2.2 PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel

Mit einem Marktanteil von ca. 50 % war Deutschland 2014 führend im PV-Anlagenbau (VDMA 2015). Obwohl keine neueren Zahlen vorliegen, ist höchstens von einem geringen Rückgang des Marktanteils auszugehen. Die oben beschriebenen Innovationen auf Zell- und Modulebene müssen durch den Anlagenbau in die Produktion gebracht werden. Somit deckt sich der Stand der Technik in dieser Kategorie zum großen Teil mit den in Kapitel 2.1 genannten Aspekten. Es sei angemerkt, dass Schwerpunkte des deutschen Anlagenbaus sowohl in der c-Si als auch der CIGS-Technologie liegen. Es bestehen intensive Kooperationen zwischen Industrie und Forschungsinstituten, um effiziente Produktionstechnologien zu entwickeln.

2.3 Systemtechnik

2.3.1 PV-Wechselrichtertechnologie

PV-Wechselrichter haben derzeit einen Wirkungsgrad von etwa 98 % und kosten etwa 10 ct/W_p. Neben der Einspeisung von PV-Energie ins Netz können sie auch lokale Energiespeichersysteme steuern. Neue Aufgaben sind Spannungsstabilisierung im Stromnetz und der Beitrag zur Erhöhung der Übertragungskapazität.

2.3.2 PV Kraftwerke und Systemtechnik

Photovoltaische Kraftwerke sind in Deutschland mittlerweile leistungsfähige und zuverlässige Stromlieferanten. PV-Kraftwerke sind langfristige Investitionen von mindestens 20 Jahren. Um diese langen Betriebszeiten sicherzustellen, sind sowohl zuverlässige Systemkomponenten als auch ein möglichst störungsfreier Betrieb der Kraftwerke essentiell. Entsprechend gilt es auch, die Qualitätssicherung sowie das Monitoring kontinuierlich zu optimieren.

2.3.3 Netzanbindung und Netzführung

Der Netzanbindung von Photovoltaik-Kraftwerken wird eine zunehmende Bedeutung beigemessen, da die Kraftwerke zunehmend in den Netzbetrieb und die Sicherstellung der Netzstabilität eingebunden werden. So müssen PV- und Batteriewechselrichter zunehmend auch netzbildend agieren, um konventionelle Kraftwerke zu unterstützen und diese auch langfristig zu ersetzen.

2.4 Angrenzende Technologien

2.4.1 Bauwerkintegrierte Photovoltaik

Ziel der F&E an energieeffizienten Gebäuden ist es, den Energiebedarf im Gebäudebereich signifikant zu reduzieren und den verbleibenden Energiebedarf durch erneuerbare Energiequellen möglichst effizient zu decken. Die PV kann dazu einen wichtigen Beitrag leisten. Dazu sind maßgeschneiderte Lösungen erforderlich, die insbesondere eine sichere und effiziente Einbindung der PV in die Gebäudehülle und den Gebäudebetrieb sicherstellen.

Dabei stehen insbesondere Forschungsthemen wie die sich ergebende Kombination aus energieerzeugendem Solarmodul und Funktionselement der Gebäudehülle im Fokus sowie die Entwicklung von geeigneten Designkonzepten die einen hohen Akzeptanzgrad bei Bauherren und Architekten erreichen und somit mittelfristig eine Marktrelevanz erzielen.

2.4.2 PV-Leistungsprognose

Bei wachsender Durchdringung des Strommarktes mit Wind- und Sonnenenergie ist es wichtig, die zeitlichen Schwankungen dieser Energien möglichst genau vorherzusagen, um an der Strombörse und in Bezug auf die Stromversorgung möglichst rechtzeitig die richtigen Entscheidungen vorzubereiten. Weiterhin ist die zuverlässige Prognose für den wirtschaftlichen und netzdienlichen Betrieb von Speichern sowie für andere Ausgleichsmaßnahmen entscheidend. Die Vorhersagegenauigkeit ist bereits deutlich verbessert worden. Trotzdem sind noch weitere Anstrengungen nötig, um den Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien sicherer zu prognostizieren.

2.4.3 Recycling von Modulen und Wertstoffen

Die PV ist ein relativ junges Technologiefeld mit langen Lebensdauern, so dass Abbau und Entsorgung alter Anlagen bisher noch keine große Rolle gespielt haben. Mit wachsender Verbreitung von PV-Anlagen und größeren Fertigungskapazitäten werden aber Fragen des Recyclings und der Endlagerung eine wichtige Rolle spielen. Das gilt auch für Repowering, also das Ersetzen älterer PV Anlagen durch neuere, effizientere Produkte. Generell ist in Bezug auf Nachhaltigkeitsfragen in der gesamten Prozesskette noch F&E-Arbeit zu leisten.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Vorbemerkung

Im 6. Energie-Forschungsprogramm der Bundesregierung galt als das Hauptziel für die PV die Entwicklung aller PV-Technologien in Richtung Marktreife. Für die zukünftige Entwicklung wurden in den letzten Jahren durch die Politik einschneidende Vorgaben gemacht:

- 1 | Es wurde beschlossen, bis 2022 vollständig aus der Kernenergie auszusteigen. Alle Atomkraftwerke müssen durch andere Energieträger ersetzt werden.
- 2 | Es wurde beschlossen, eine umfassende Energiewende durchzuführen, um den drohenden Klimawandel einzudämmen. Die globalen Ziele wurden 2015 im Pariser Abkommen festgelegt und müssen nun national umgesetzt werden.

Unter dem Ziel der Minimierung der Kosten des Gesamtenergiesystems kommt der PV, zusammen mit der Windenergie, dabei eine wichtige Aufgabe zu, die in den Szenarien zwar verschieden hoch ausfällt, aber immer eine Steigerung der PV am Energiemix in Deutschland von 400 bis 600 % im Vergleich zum Jahr 2015 enthält. Für den zügigen Aufbau und den laufenden Betrieb dieser Generatorkapazität sind damit jährlich mindestens 6 GW_p Zubau- bzw. Ersatzmodule notwendig.

Dies kann nur gelingen, wenn alle Teile eines PV Systems hin zu

- kostengünstigeren
- langlebigeren
- materialsparenderen (recyclingfähigen)

Lösungen entwickelt werden. Neben diesen ökonomischen und ökologischen Aspekten ist die Weiterentwicklung hinsichtlich der Wirkungsgrade von großer Bedeutung, da sie helfen kann, neue Märkte zu erschließen. Innovative PV-Module für die effiziente Integration in Gebäude, Bauwerke, Verkehrswege oder sogar in Fahrzeughüllen erweitern das verfügbare Flächenpotenzial. So könnten leichtgewichtige, hocheffiziente Module etwa bei Elektrofahrzeugen einen Teil der Batterieladung übernehmen, den Standby-Verbrauch reduzieren und die Reichweite erhöhen. Die F&E Themen dafür werden in Kapitel 5 skizziert. Die Förderung der PV F&E ist daher für die vereinbarten Klimaziele unabdingbar.

Die deutsche PV-Zell- und Modul-Industrie hat nach einem starken Wachstum bis etwa 2011 eine Stagnation und dann einen Rückgang erlitten. Dieser wurde durch eine weltweite Überproduktion von PV-Modulen in den Jahren nach 2011 verursacht, nachdem insbesondere in China sehr große Fertigungskapazitäten (weitgehend auch mit deutscher Anlagen-Technologie) aufgebaut worden waren. Darunter hat insbesondere die Solarzellen- und Modulfertigung in Deutschland gelitten.

Im Hinblick auf den durch die Energiewende erforderlichen großen Ausbau der PV-Installation in Deutschland und weltweit ist es wichtig, dass auch die deutsche produzierende Zell- und Modul-Industrie erhalten bleibt. Dies hat zudem die politische Dimension, dass sich Deutschland nicht von Importen im Bereich der Energieversorgung abhängig macht. Um dies zu erreichen ist es wichtig, dass die deutsche PV-Industrie die Technologieführerschaft behält beziehungsweise zurückgewinnt. Dafür ist es notwendig, dass in den Forschungslabors entwickelte Spitzenprodukte zeitnah

in die industrielle Fertigung überführt werden. Hier kann gezielte staatliche Förderung eine wichtige Aufgabe erfüllen.

3.2 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Zunächst werden die Vorlaufzeiten, also die Dauer bis zur Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage für die Photovoltaik, eingestuft (Tab. 3-1). Eine kommerzielle Anlage ist dabei eine Anlage, die gekauft und betrieben werden kann. In Tab. 1-2 sind die Technologien der Photovoltaik spezifiziert worden. Eine Herausforderung in Bezug auf die Vorlaufzeiten ist, dass viele Technologien bereits im Markt etabliert sind, z. B. Silizium-Solarzellen, Dünnschicht-Solarzellen etc. Es gibt aber in allen Kategorien auch gänzlich neue Ansätze, die auf niedrigen Technology Readiness Level (TRL)-Niveaus sind und noch nicht im Markt etabliert sind. Entsprechend der Definition des Kriteriums und um die Tabelle nicht zu detailliert werden zu lassen, *werden hier nur die Technologien genannt, bei denen noch keine Variante das TRL-Niveau 9 erreicht hat.*

Es existieren bereits mindestens erste Laborprototypen für Stapelsolarzellen auf c-Si, Silizium-auf-Glas, GaAs-Flachmodule sowie Organische Solarzellen und Module. Diese müssen nun noch weiter optimiert und in industrielle Produktionsskalen überführt werden. Es ist davon auszugehen, dass die kommerzielle Marktreife bis 2030 erreichbar ist, sofern eine ausreichende F&E-Förderung gewährleistet ist. Dies wird sowohl für die 80 %- als auch für die 95 %-Szenarien angenommen, so dass der Zeitpunkt der Marktreife nicht signifikant von den Szenarien abhängt.

Für das Recycling von Modulen und Wertstoffen existieren bereits Verfahren. In den nächsten Jahren ist mit einer signifikant steigenden Zahl von Altmodulen zu rechnen, da die ersten größeren Installationen bereits mehr als zwanzig Jahre zurückliegen und zudem das Repowering immer präsenter wird. Deshalb wird davon ausgegangen, dass kommerzielle Anlagen zum Modul- und Wertstoffrecycling bereits 2020 existieren.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung im Technologiefeld Photovoltaik

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

A2 Stapelzellen auf c-Si und Module

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>

A3 Silizium-auf-Glas, GaAs-Flachmodule

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>

A5 Organische Solarzellen und Module

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/> bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>

D3 Recycling von Modulen und Wertstoffen

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2030 <input type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input checked="" type="checkbox"/> bis 2030 <input type="checkbox"/> bis 2040 <input type="checkbox"/> bis 2050 <input type="checkbox"/> nach 2050 <input type="checkbox"/>

3.3 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Die in Tab. 1-2 aufgezeigten Technologien der Photovoltaik befinden sich in verschiedenen Entwicklungsstadien. Zur Einordnung wird das international verwendete Konzept des Technology Readiness Levels (TRL) verwendet. Es ist dabei zu beachten, dass in den einzelnen Technologiekategorien (Silizium-Photovoltaik etc.) Technologievarianten mit unterschiedlichen TRL vorliegen. Für die Einordnung wird der Schwerpunkt des aktuellen Entwicklungsstandes verwendet. Es müssen jedoch ggf. mehrere TRL für eine Kategorie angegeben werden. Es sei somit nochmals betont, dass selbst bei einer Einordnung in einem hohen TRL auch Forschungsfragen auf niedrigem TRL bestehen können. Tab. 3-2 zeigt die sich ergebene Einteilung nach TRL.

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Photovoltaik

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	A1	A2	A3 (CIGS, CdTe)	A3 (GaAs etc.)	A4	A5	B	C	D1	D2	D3
Grundlagenforschung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionsfähigkeit in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL = Technology Readiness Level

A1 = Kristallines Silizium, A2 = Stapelzellen auf c-Si und Module, A3 = Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS) CdTe, A3 = Dünnschicht-Module aus c-Si GaAs, A4 = III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module, A5 = Organische Solarzellen und Module, B = PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel, C = Systemtechnik, D1 = Bauwerkintegrierte Photovoltaik, D2 = PV-Leistungsprognose, D3 = Recycling von Modulen und Wertstoffen

Die zukünftigen Eigenschaften von Technologien, die sich derzeit im (oder vor dem) F&E-Stadium befinden, lassen sich grundsätzlich nur sehr eingeschränkt exakt antizipieren. In Tab. 3-3 werden die technischen und wirtschaftlichen Forschungs- und Entwicklungsrisiken der Technologien des Technologiefeldes Photovoltaik eingestuft.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Photovoltaik

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
A1 Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarz.) und Module, B PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel, C1 PV-Invertertechnologie, C2 Netzanbindung und Netzführung, D1 Bauwerkintegrierte Photovoltaik, D2 PV-Leistungsprognose, D3 Recycling von Modulen und Wertstoffen						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
A3 Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
A2 Stapelzellen auf c-Si und Module, A6 Neuartige Solarzellen						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
A3 Dünnschicht-Module aus c-Si, GaAs, A4 III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module, A5 Organische Solarzellen und Module						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

Im Folgenden wird das Technologiefeld Photovoltaik anhand von zehn weiteren Kriterien nach Vorlage des Kriterienrasters (*Teilbericht 1*) bewertet. Die Kriterien 3 bis 12 wurden anhand der Ziele des Energieforschungsprogramms entwickelt und den drei Gruppen „Klimapolitik & Energiewirtschaft“, „Positionierung deutscher Unternehmen“ sowie „Technologieoffenheit & Systemaspekte“ zugeordnet.

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die Photovoltaik hat in den vergangenen Jahrzehnten ein rasantes Marktwachstum realisiert und sich mittlerweile als wesentliche Technologie zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien weltweit etabliert. Die mittlere jährliche Wachstumsrate (CAGR) der weltweiten PV-Installationen betrug 42 % zwischen dem Jahr 2000 und 2015 (Fraunhofer ISE 2017). Ende 2015 waren weltweit 231 GW_p und in Deutschland 39,6 GW_p Photovoltaik Leistung installiert. Damit wurden 235 TWh bzw. 38,4 TWh elektrische Energie erzeugt und 1 % bzw. 7 % des Stromverbrauchs gedeckt (Fraunhofer ISE 2017). Jedoch haben erst 21 Länder mehr als ein GW_p an PV-Leistung installiert und auch in Ländern mit signifikanter PV-Stromerzeugung wird noch hohes Potenzial gesehen. Die installierte PV-Leistung wird also auch in Zukunft noch deutlich wachsen. Entsprechend sehen praktisch alle Energieszenarien ein großes Marktpotenzial, wie im Folgenden zusammenfassend dargestellt wird.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Abb. 4-1 und Abb. 4-2 stellen die weltweite Stromerzeugung durch die Photovoltaik und die installierte PV-Leistung aus ausgewählten Szenarien dar. Alle Prognosen sehen einen deutlichen Anstieg der Stromerzeugung aus Photovoltaik voraus. Die Bandbreite für das Jahr 2050 von 1.096 TWh (803 GW_p) bis 13.613 TWh (9.295 GW_p) ergibt sich aus den unterschiedlichen Annahmen der Szenarien (siehe auch Tab. 4-1). Die Szenarien unterscheiden sich insbesondere in Bezug auf das zugrunde liegende Klimaziel. So erfordert eine Reduktion des Temperaturanstiegs auf 2 °C (oder weniger) deutlich höhere PV-Kapazitäten.

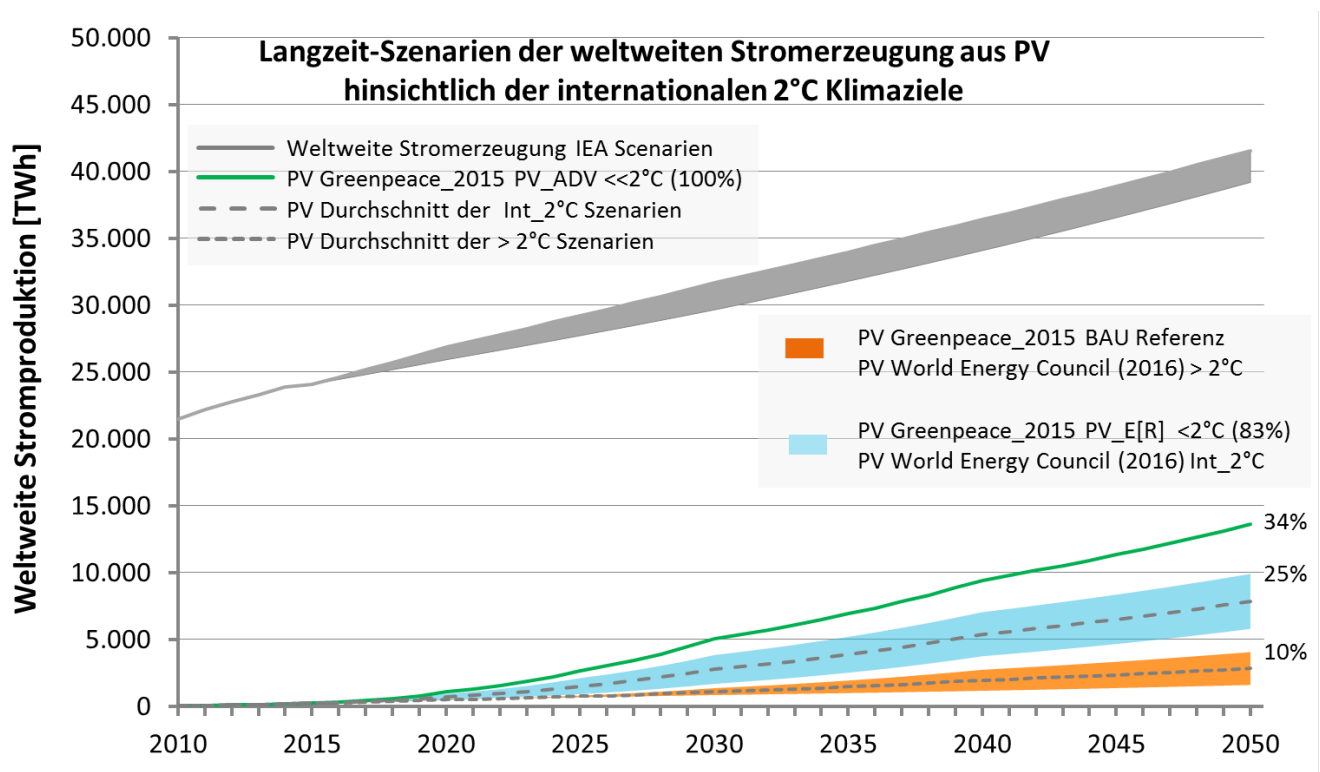


Abb. 4-1 Weltweite Stromerzeugung aus Photovoltaik und der Anteil an der gesamten Erzeugung bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien

Quelle: historische Werte PV: Greenpeace (2015) und IHS; Szenarien: World Energy Council (2016) und Greenpeace (2015); Weltweite Brutto-Stromerzeugung: historische Werte: BP (2016); Szenarien: IEA 2016a und IEA (2016b)

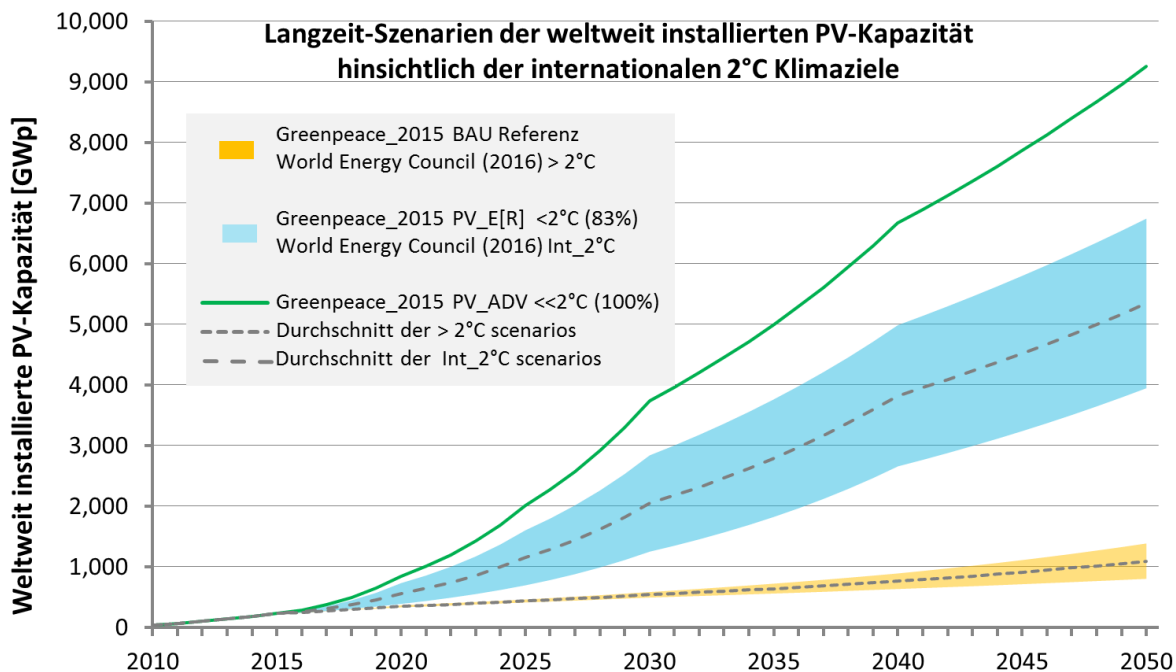


Abb. 4-2 Weltweit installierte PV-Kapazität bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien

Quelle: historische Werte PV: Greenpeace (2015) und IHS (2016); Szenarien: World Energy Council (2016) und Greenpeace (2015)

Tab. 4-1 zeigt eine Auswertung der Studien, die das Energiesystem unter der Prämisse der Beschränkung des globalen Temperaturanstiegs auf 2 °C oder besser modellieren. Dabei ist zu beachten, dass nur einzelne der relevanten Szenarien ein solches Klimaziel als Rahmenbedingung setzen. Andere PV-Szenarien fokussieren beispielsweise auf eine Minimierung der Kosten beim Übergang vom heutigen zum künftig auf Erneuerbaren basierenden Energiesystem (siehe Fraunhofer ISE 2015).

Als Referenzwert wird eine weltweite Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2014 von 190 TWh bei einer installierten Leistung von 176 GW_p verwendet (World Energy Council 2016: 2 °C-Ziel (450 Szenario)). Selbst das verwendete Business-as-Usual Szenario, welches eine Klimaerwärmung um mehr als 2 °C prognostiziert, sieht einen deutlichen Zubau an PV-Kapazität vor (World Energy Council 2016: > 2 °C Szenarien). Um das Klimaziel von 2 °C oder besser zu erreichen, bedarf es noch deutlich höherer PV-Stromerzeugung. Tab. 4-2 zeigt die Marktpotenziale entsprechend des Zuwachses der installierten Leistungen auf.

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Photovoltaik (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (B.A.U.)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	TWh (GW _p)		TWh (GW _p)		TWh (GW _p)
	Min	Max	Min	Max	(Nur ein Szenario)
2014			190 (176)		
2020	408 (332)	482	501	942	1.090 (844)
2030	630 (494)	1.369	1.694	3.844	5.067 (3.725)
2040	832 (635)	2.746	3.760	7.054	9.442 (6.678)
2050	1.096 (803)	4.068	5.802	9.914	13.613 (9.295)

Quelle: BAU Min: Greenpeace 2015, PV_Referenzprognose; BAU Max: World Energy Council 2016; > 2°C; INT_2°C Min: World Energy Council (2016), = 2°C; INT_2°C Max: Greenpeace 2015, PV_E[R] <2°C (83 %); INT_besser_2°C: Greenpeace 2015, PV_ADV <<2°C (100 %); 2014: World Energy Outlook 2016

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Photovoltaik

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	TWh (GW _p)		TWh (GW _p)		TWh (GW _p)
	Min	Max	Min	Max	(Nur ein Szenario)
2014 – 2020	218 (156)	292	311	752	900 (668)
2021 – 2030	222 (162)	887	1.193	2.902	3.977 (2881)
2031 – 2040	202 (141)	1.377	2.066	3.210	4.375 (2953)
2041 – 2050	264 (168)	1.322	2.042	2.860	4.171 (2617)

Quellen: siehe Tab. 4-1.

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

In dem in diesem Papier vorgegebenen Referenzjahr (2014) betrug die Bruttostromerzeugung durch die Photovoltaik in Deutschland 36 TWh mit einer installierten Leistung von 38 GW_p (AG Energiebilanzen 2017). Entsprechend der in Abb. 4-3 dargestellten Prognosen ausgewählter Energieszenarien ist ein signifikanter Zubau erforderlich, um die Klimaziele zu erreichen. Die Szenarien unterscheiden sich zum einen in den angesetzten CO₂-Reduktionszielen für das Jahr 2050. Zum anderen liegen verschiedene Entwicklungen des Energiesystems zu Grunde. Das technische Potenzial von Photovoltaik in Deutschland wird konservativ mit 275 GW_p (248 TWh) abgeschätzt (Umweltbundesamt 2014). Vor diesem Hintergrund erscheint auch der angegebene ambitionierteste Wert von 290 GW_p (283 TWh) möglich.

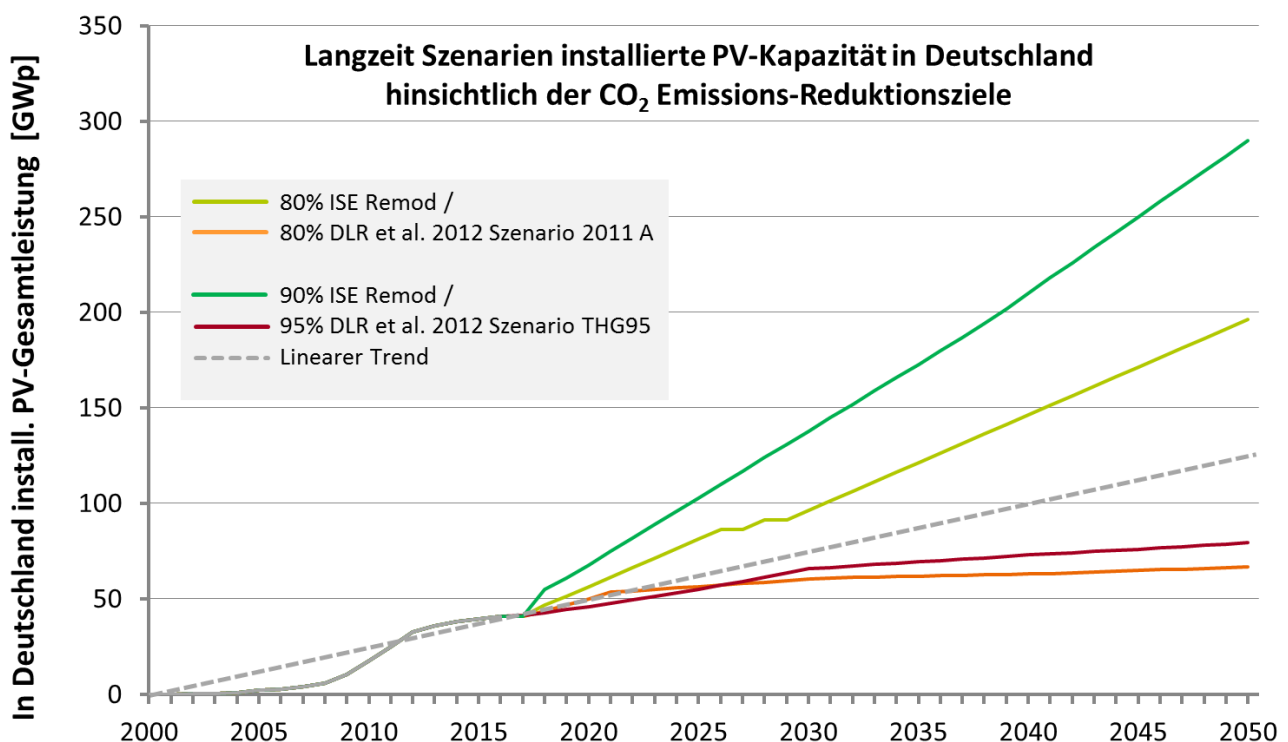


Abb. 4-3 PV-Marktpotenzial in Deutschland bis 2050 entsprechend ausgewählter Energieszenarien

Quelle: Min 80 %: DLR et al. (2012); Max 80 %: ISE Remod #03; Min 95 %: DLR et al. (2012); Max 90 %: ISE Remod #09

Tab. 4-3 stellt die Bandbreite eines Business-As-Usual Szenarios (CO₂-Reduktion und Quelle) anderen Szenarien gegenüber, welche eine CO₂-Reduktion von 80 % bzw. 95 % realisieren. Tab. 4-4 zeigt die sich daraus ergebenden Marktpotenziale auf.

Tab. 4-3 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Photovoltaik (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (B.A.U.)	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
		TWh (GW _p)		TWh (GW _p)	
		Min	Max	Min	Max
2020	43 ¹ (44,1)	45,1 ² (53,5)	59,8 ³ (61,3)	38,4 ⁴ (46)	66,2 ⁵ (67,9)
2030	54 ¹ (55,4)	55,1 ² (61)	98,8 ³ (101,3)	61,4 ⁴ (67,9)	134,4 ⁵ (137,9)
2040	49,3 ¹ (50,6)	59 ² (63,3)	147,5 ³ (151,3)	70 ⁴ (75,2)	204,6 ⁵ (209,9)
2050	59,2 ¹ (60,7)	63,8 ² (67,2)	196,3 ³ (201,3)	77,7 ⁴ (81,8)	282,6 ⁵ (289,9)
Umrechnung GWp in TWh über Faktor 0,975 aus angenommenen Volllaststunden bei ¹ , ³ und ⁵					

Quellen:

¹Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015, Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012);

²DLR et al. (2012) Szenario 2011 A; PV-Stromerzeugung

³ISE Remod DE – max, 80/gering/H2/n.b.; Tab. #03

⁴DLR et al. (2012) PV-Obergrenze (Szenario THG95)

⁵ISE Remod DE – max 90/amb/Mix/beschl.; Tab. #09

Tab. 4-4 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Photovoltaik

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	TWh (GW _p)		TWh (GW _p)	
	Min	Max	Min	Max
2014 - 2020	9.1 (15.5)	23.8 (23.3)	2.4 (8)	30.2 (29.9)
2021 - 2030	10 (7.5)	39 (40)	23 (21.9)	68.2 (70)
2031 - 2040	3.9 (2.3)	48.7 (50)	8.6 (7.3)	70.2 (72)
2041 - 2050	4.8 (3.9)	48.8 (50)	7.7 (6.6)	78 (80)

Quellen: siehe Tab. 4-3

Verifizierung mittels Analyse der implizierten Wachstumsraten

Um die maximalen Werte der weltweiten Szenarien (Tab. 4-1) im Jahr 2050 ausgehend vom Referenzjahr 2014 zu erreichen, sind mittlere, jährliche Wachstumsraten (CAGR) von 11,6 % p. a. (2 °C) bzw. 12,6 % p. a. (besser als 2 °C) erforderlich. Diese Werte erscheinen durchaus realistisch in Anbetracht der Tatsache, dass in den letzten fünf Jahren mittlere, jährliche Wachstumsraten (CAGR) von über 42 % erreicht wurden.

Bei den nationalen Szenarien wird der angegebene ambitionierteste Wert von 290 GWp (283 TWh) betrachtet (Tab. 4-3). Um diesen zu erreichen, wären mittlere jährliche Wachstumsraten von 5,8 % p. a. im Vergleich zum Referenzjahr 2014 erforderlich – im Zeitraum zwischen 2000 und 2016 lagen die mittleren, jährlichen Wachstumsraten bei knapp 50 %.

Monetarisierung des Marktpotenzials

Eine Monetarisierung des Marktpotenzials findet sich in Tab. 4-9 in Kapitel 4.5.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Photovoltaikanlagen verursachen im Betrieb weder CO₂- noch andere Emissionen. Lediglich bei der Herstellung der Komponenten eines PV-Systems (Solarzellen, Module, Wechselrichter etc.) können Emissionen entstehen. Diese hängen stark von den Rahmenbedingungen, insbesondere dem Strommix am Produktionsstandort ab.

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Auf Basis des in Tab. 4-3 dargestellten nationalen Marktpotenzials wurden die Potenziale zur Vermeidung der Treibhausgasemissionen als Differenz zwischen der Technologie und der Referenztechnologie berechnet. Entsprechend der Vorgaben wurde ein Emissionsvermeidungsfaktor von 0,873 (für 2030) und 0,82 (für 2050) CO₂ kg/kWh_{el} (BDEW 2015) verwendet. Diesen Faktoren liegt die Annahme zu Grunde, dass hauptsächlich Strom aus Stein- und Braunkohlekraftwerken verdrängt wird. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tab. 4-5 dargestellt. Es sei angemerkt, dass die Bandbreiten nur Szenarien berücksichtigen, die eine CO₂-Reduktion von 80 % bzw. 95 %/90 % erreichen. Wie in Kapitel 4.1 dargestellt, ist die Bandbreite der prognostizierten PV-Stromerzeugung deutlich größer. Unter Berücksichtigung der Bandbreite in Abschnitt 4.1 ergibt sich ein Emissionsminderungspotenzial zwischen 4 und 112 Mio. t CO₂-äq./a für das 80 %-Szenario und zwischen 15 und 183 Mio. t CO₂-äq./a für das 95 %/90 %-Szenario im Jahr 2050.

Zu berücksichtigen ist, dass die vorgelagerten Emissionen beim Bau der Produktionsanlagen weniger als 10 % zu den Gesamtemissionen beitragen und somit entsprechend der Vorgaben nicht berücksichtigt werden.

Tab. 4-5 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Photovoltaik in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	2 – 15	2 – 21
2030	1 – 39	6 – 70
2040	8 – 82	17 – 130
2050	4 – 112	15 – 183

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Quellen: Errechnet aus Werten aus Tab. 4-3 als jeweilige Differenz zu Referenzszenario ¹Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015 Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012).

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Andere Emissionen (NO_x, Feinstaub, etc.) entstehen bei der Produktion von PV-Systemen nur in geringem Umfang und werden als nicht relevant gesehen. Der Betrieb von PV-Kraftwerken verdrängt die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, die nicht unerheblich solche Emissionen generieren.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Photovoltaik verbraucht im Betrieb keine Primärenergie. Entsprechend ermöglicht die Photovoltaik eine Reduktion des Primärenergieeinsatzes im Vergleich zur Referenztechnologie. Tab. 4-6 stellt den vermiedenen Primärenergieeinsatz durch Photovoltaik für die Bandbreiten des Technologieeinsatzes aus Kriterium 3 (Tab. 4-3) dar. Zum Vergleich: Im Jahr 2015 lag der gesamte Primärenergieverbrauch in Deutschland bei 320,6 mtoe, welches 13.398 PJ entspricht (BP 2016). Im Jahr 2050 bedeutet die Differenz zwischen stärkstem Ausbau der Photovoltaik im Vergleich zum Referenzszenario einen jährlich vermiedenen Primärenergieeinsatz in Höhe von 6 % absolut; bei kumulierter Betrachtung sind es 7,5 % des jährlich vermiedenen Primärenergieeinsatzes.

Tab. 4-6 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Photovoltaik in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	8 – 60	8 – 84
2030	4 – 161	27 – 290
2040	35 – 354	75 – 559
2050	17 – 493	67 – 804

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Für die Photovoltaik konnten bereits enorme Kostenreduktionen erreicht werden. So sanken die PV-Modulpreise in den letzten 10 Jahren von 3,27 Euro/W_p in 2006 auf 0,44 Euro/W_p in 2016 (Fraunhofer ISE 2017). Dies entspricht einer Reduktion um 87 %. Im selben Zeitraum sanken die durchschnittlichen Systempreise für kleinere Aufdachanlagen (10-100 kW_p) um 73 % von 4700 €/kW_p auf 1270 €/kW_p. Eine Megawatt-Freiflächenanlage hat noch niedrigere spezifische Netto-Gesamtkosten von knapp unter 1.000 €/kW_p.

Auch in Zukunft wird noch signifikantes Kostenreduktionspotenzial für die Photovoltaik gesehen, wie beispielweise in (Fraunhofer ISE 2015) untersucht wird. So könnten die Preise von PV-Modulen in Abhängigkeit von der Marktentwicklung bis 2050 bis auf ein Niveau von 0,14 €/W_p sinken. Für die Systemkosten für Freiflächenanlagen wird ein Niveau zwischen 280 €/kW_p und 610 €/kW_p erwartet (vgl. auch Abb. 1-2). Die Stromgestehungskosten für PV-Elektrizität wird in Süddeutschland im Jahr 2050 im Bereich von 2,5 bis 4,4 ct/kWh liegen – selbst im konservativsten Marktszenario wird von Kosten zwischen 3,4 bis 4,4 ct/kWh ausgegangen. In Südspanien werden die Stromgestehungskosten im Jahr 2050 zwischen 1,8 und 3,1 ct/kWh liegen.

Auch Prognos prognostiziert eine durchschnittliche jährliche Kostensenkung in Höhe von 2,0 % für PV-Aufdachanlagen auf Wohngebäuden und 1,5 % für PV-Freiflächen (Prognos 2015). Die IEA erwartet bis zum Jahr 2040, dass die Investitionskosten für PV um 20 bis 70 % (IEA 2016b) sinken.

Teilkriterium 6.1 Einsparung direkter und indirekter Kosten

Entsprechend der Vorgaben dieser Studie ist in Tab. 4-7 das Kosteneinsparpotenzial durch den Einsatz von Photovoltaik im Vergleich zur Referenztechnologie abgeschätzt. Dabei wird von einem Strompreis von 12,1 ct/kWh (entsprechend dem AMS-Szenario) für den durch die Photovoltaik verdrängten Strom ausgegangen. Entsprechend der Vorgaben wird ein Zinsniveau von 4 % angenommen. Unter Verwendung des im Rahmen der Studie (Fraunhofer ISE 2015) zur Verfügung gestellten LCOE-Berechnungs-Tools (Agora Energiewende 2015) ergeben sich für Deutschland zum

Beispiel im Jahr 2050 Stromgestehungskosten für Photovoltaik zwischen 2,2 und 5,3 ct/kWh. Auf Basis der erzeugten Strommengen aus Tab. 4-3 ergeben sich die in Tab. 4-7 dargestellten Kosteneinsparpotenziale.

Tab. 4-7 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch das Technologiefeld Photovoltaik in Deutschland im Jahr 2050 im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0 – 0,3	0,1 – 0,6
2030	0 – 2,0	0,6 – 6,1
2040	0,8 – 7,7	2,6 – 19,4
2050	0,5 – 14,6	3,0 – 36,6

Teilkriterium 6.2 Externe Kosten

Die Nutzung der Photovoltaik erzeugt höchstens marginale externe Effekte. Aus diesem Grund wird auf die Berechnung der externen Kosten verzichtet.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Zur Beurteilung der inländischen Wertschöpfung der Photovoltaik ist es wichtig, die gesamte Wertschöpfungskette zu betrachten. Diese kann vereinfacht in die folgenden Stufen unterteilt werden:

- Anlagenbau (z. B. Turnkey Produktionslinien)
- Herstellung von Ausgangsprodukten und Hilfsstoffen (z. B. Poly-Silizium)
- Zell- und Modulproduktion
- Systemkomponenten (z. B. Wechselrichter, Untergestelle, Tracker)
- Dienstleistungen (z. B. Installation, Monitoring, Simulations-/Auslegungs-Software)

Als zentral wird die Produktion von Photovoltaikmodulen angesehen („upstream“), mehr Arbeitskräfte werden aber für die Installation von PV-Anlagen zur Stromerzeugung („downstream“) gebraucht, siehe Abb. 4-4 und Abb. 4-5. An diese beiden Teile der Wertschöpfungskette ist eine Vielzahl von Zulieferfirmen angebunden, die auch der PV-Branche zuzurechnen sind. Dies reicht von den Produzenten von Materialien wie Poly-Silizium, Glas und Polymeren über Hersteller von Produktionsanlagen für alle Stufen der Modul-Fertigung bis zu den Lieferanten von System-Komponenten wie Wechselrichter und Modul-Aufständern.

Upstream kristallines Si

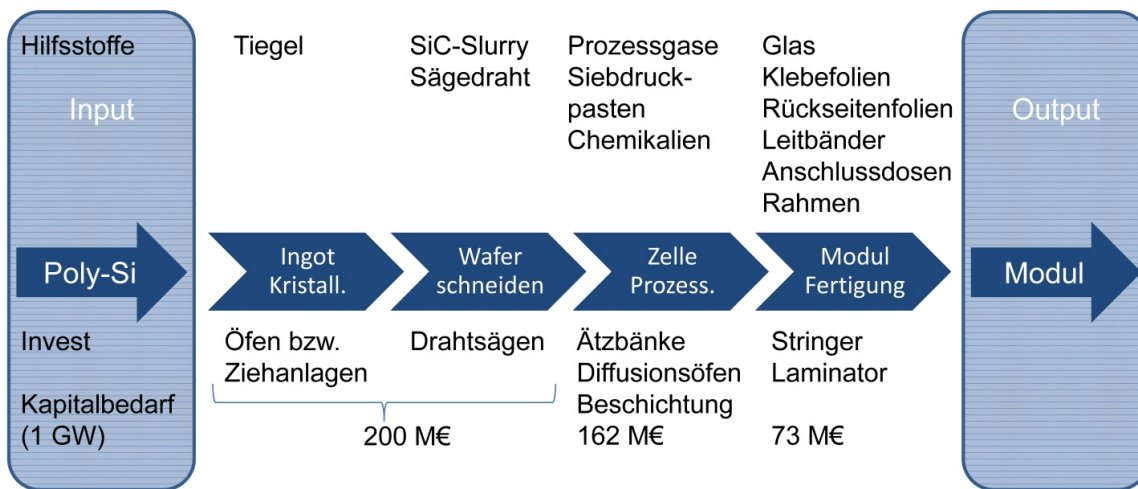


Abb. 4-4 Upstream-Wertschöpfungskette für die Produktion von kristallinen Solarmodulen

Quelle: PSE AG



Abb. 4-5 Downstream-Wertschöpfung

Quelle: PSE AG

Der Umsatz der Photovoltaikbranche in Deutschland im Jahr 2014 wird mit 2,21 Mrd. € angegeben (O'Sullivan et al. 2015). Dies entsprach einem Rückgang von 38 % im Vergleich zum Vorjahr, wobei vor allem der sinkende Umsatz im Bereich der Planung und Installation als ursächlich gilt. Die Investitionen sanken von 2013 auf 2014 um etwa 45 % auf 2,32 Mrd. €. Dies korreliert mit der reduzierten neu installierten Leistung. Durch steigende Auslandsgeschäfte sank der Umsatz jedoch nicht im selben Maße wie die Investitionen. Im Jahr 2014 zählte die Photovoltaikbranche in Deutschland 38.300 Beschäftigte. Die Beschäftigung durch Investitionen (einschl. Export) betrug 27.200 und durch Wartung & Betrieb 11.100 (O'Sullivan et al. 2015). Aktuellere Zahlen liegen leider nicht vor.

Der Exportanteil ist in der PV-Industrie vergleichsweise hoch – zumeist zwischen 50 und 90 %. Im Maschinenbau erreichte gemäß VDMA die Exportquote deutscher Photovoltaik-Zulieferer in den ersten neun Monaten des Jahres 2016 den Rekordwert von 89 Prozent; in anderen Worten: Der heimische Markt ist nahezu unbedeutend, während viele internationale Produzenten auf Produktionstechnologie „Made in Germany“ setzen.

Die Produktionskapazitäten zur Modulfertigung in Deutschland gingen in den letzten Jahren auf Grund des starken Wettbewerbsdrucks aus Asien drastisch zurück. Erhe-

bungen im Oktober 2016 ergaben eine Produktionskapazität von 2,5 GWp für PV-Module in Deutschland. Dies entspricht ca. 2,3 % der weltweit vorhandenen Produktionskapazität (Sonne Wind & Wärme 2016).

Im Bereich der Systemkomponenten ist Deutschland sehr gut aufgestellt. Als Beispiel zeigt Abb. 4-6 die im deutschen Markt eingesetzten Wechselrichter im Jahr 2015, die mehrheitlich aus Europa stammen; ein Drittel sogar von Herstellern, die ihren Stammsitz in Deutschland haben; dies sind die Marken SMA, Kaco und Kostal. Hinsichtlich weltweitem Umsatz war SMA immer noch führend – verlor in den letzten Jahren jedoch an Weltmarktanteilen.

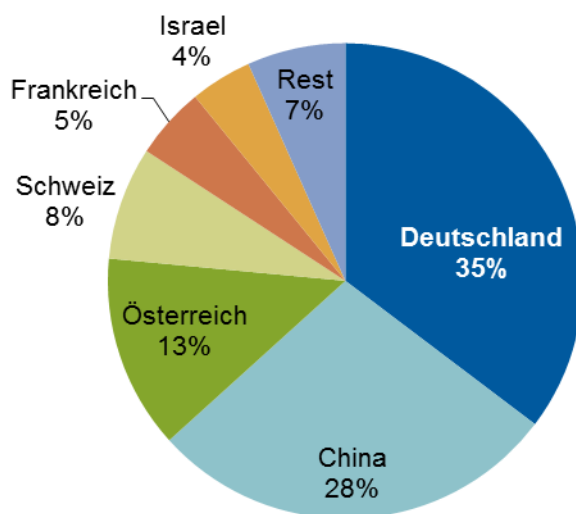


Abb. 4-6 Lieferanten für in Deutschland verbaute PV-Wechselrichter auf Basis der Nominalleistung in MW_p

Quelle: Schätzungen IHS (2016)

Im Installations- und Dienstleistungssegment haben deutsche Firmen einen Marktanteil von nahezu 100 % am deutschen Markt. Durch den Rückgang der Installationszahlen ist auf diesem Gebiet ein signifikanter Teil der Wertschöpfung verloren gegangen. Letztlich treibt der heimische Ausbau die ökonomische Entwicklung, und rückläufige Installationen in Deutschland führen wie bei der Photovoltaik zu rückläufiger Beschäftigung gerade bei kleinen und mittleren Unternehmen und Handwerksbetrieben.

Tab. 4-8 zeigt den Anteil der Bestandteile eines PV-Systems am Systempreis auf und ordnet den Anteil der inländischen Wertschöpfung im Jahr 2016 zu. Es ist zu beachten, dass der Anteil des Produktionsanlagenbaus im Segment *Modul* einbezogen wurde. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die inländische Wertschöpfung im Bereich Photovoltaik aktuell hoch ist. Dies gilt insbesondere für den Anlagenbau, die Systemkomponenten sowie für Dienstleistungen und Installation. Die Basis für diese starke Stellung ist technisches Know-How. Die technische Kompetenz zur Entwicklung und zum Einsatz der Technologie ist in hohem Maße sowohl bei den Forschungsinstituten wie auch in den Unternehmen vorhanden. Hier muss Deutschland weiter führend bleiben, um die inländische Wertschöpfung zu erhalten. Zudem ist es

entscheidend, dass der deutsche Installationsmarkt wieder anzieht, um dem Bedarf an Stromerzeugung aus Photovoltaik gerecht zu werden und zudem die Downstream-Wertschöpfung zu erhöhen.

Tab. 4-8 Kostenanteil am Systempreis für ein <30 kWp System mit kristallinen Modulen sowie abgeschätzte inländische Wertschöpfung für das Jahr 2016

2016	Module (inkl. Produktionse- quipment)	Wechselrichter	sonstige BOS	Installation
Anteil am Systempreis	47,2 %	17,3 %	14,0 %	20,4 %
Anteil inländische Wertschöpfung	15,7 %	35,3 %	90 %	100 %

Das Marktpotenzial der Photovoltaik ist sehr groß (vgl. Kapitel 4.1). Tab. 4-9 zeigt die Spannweite des globalen und nationalen Umsatzvolumens als jeweilige Differenz der minimalen bzw. maximalen Szenarien zu dem Referenz-Szenario (global: Greenpeace 2015 und national: Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015, AMS-Referenz). Das Umsatzvolumen errechnet sich aus dem Produkt von prognostiziertem Systempreis und der neu installierten Leistung.

Tab. 4-9 Globaler und nationaler Absatzmarkt der Photovoltaik (jeweils Differenz zu Referenzszenario)

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	196	424	n.a.	543	2	18	2	25
2030	542	1.623	n.a.	2.236	1	32	5	57
2040	851	2.515	n.a.	3.491	6	58	12	92
2050	n.a.	2.754	n.a.	3.936	2	65	9	106

Die direkte Errechnung der inländischen Wertschöpfung ist sehr komplex und erfordert für die Prognose eine Abschätzung der zukünftigen Bedeutung der deutschen Produktionsanlagen-Fertigung. Für das Jahr 2020 würde sich bei den derzeitigen inländischen Marktanteilen (wie in Tab. 4-8 dargestellt) eine zusätzliche inländische Wertschöpfung für den nationalen PV-Markt zwischen 1 und 8,5 Mrd. Euro ergeben für den DE_80 % Szenarienbereich. Auf weiter reichende Prognosen der inländischen Wertschöpfung soll an dieser Stelle verzichtet werden. Es kann jedoch grundsätzlich festgestellt werden, dass Deutschland sehr gut aufgestellt ist, um an dem enormen Wertschöpfungspotenzial der Photovoltaik teilhaben zu können. Technolo-

gischer Fortschritt sowie geeignete politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sind hierfür entscheidend.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Deutschland hat durch Forschung und Entwicklung maßgeblich zum rasanten Wachstum der Photovoltaik weltweit beigetragen. Dies wurde insbesondere durch eine kontinuierliche Förderung der F&E in Kombination mit der Marktentwicklung, z. B. durch das 1000- bzw. 100.000 Dächer-Programm und das Stromeinspeisegesetz in den Neunziger Jahren und schließlich dem EEG seit dem Jahr 2000 möglich. Durch diese Kombination wurden die Aktivitäten der Forschungseinrichtungen und Universitäten systematisch ausgeweitet und es entwickelte sich eine innovative Industrie in Deutschland entlang der Wertschöpfungskette.

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Sowohl Produktionsanlagen als auch Komponenten eines PV-Systems werden seitdem in internationale Zielmärkte exportiert. In den letzten Jahren ist die Konkurrenz im Ausland gewachsen. Trotzdem ist die deutsche PV-Industrie international weiterhin sehr gut aufgestellt (Tab. 4-10).

Tab. 4-10 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Photovoltaik

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?			
Anlagenbau	<input checked="" type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	
Materialhersteller	<input type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	
Zell- und Modulhersteller	<input type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input checked="" type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	
Wechselrichterhersteller	<input type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	
System und Kraftwerke	<input checked="" type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Abb. 4-7 stellt die nationalen F&E-Budgets für Photovoltaik im Jahr 2014 für die Länder mit den sechs höchsten Budgets dar. Zudem ist die relative Änderung im Vergleich zum Jahr 2009 aufgezeigt. Deutschland lag in Bezug auf das F&E-Budget auf Platz 3 hinter Japan und Frankreich. Beide Länder haben ihr Budget seit 2009 deutlich erhöht, wohingegen das deutsche F&E-Budget mit 3 % in etwa konstant geblieben ist. Die USA haben ihr Budget jedoch um 86 % reduziert. Es ist zu beachten, dass die Daten in der verwendeten F&E-Datenbank nur nationale Fördergelder enthalten. So ist im Fall von Deutschland weder die Förderung durch die Bundesländer

noch durch die EU enthalten. Das Referenzjahr 2014 wurde gewählt, da die Datenlage für 2015 zum Zeitpunkt der Analyse noch lückenhaft war.

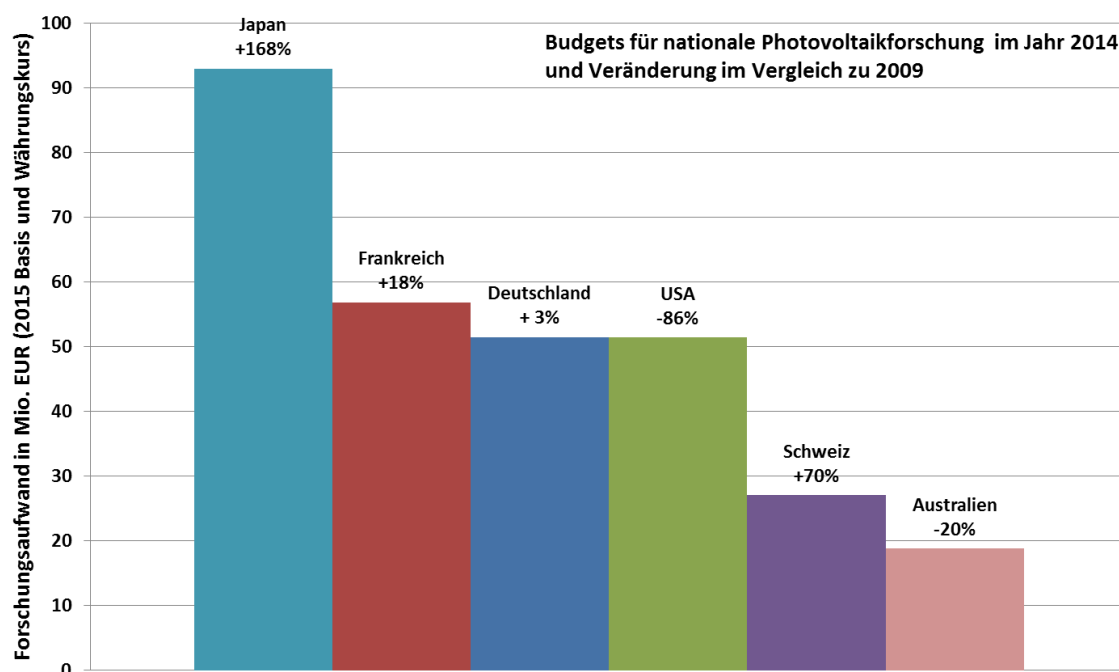


Abb. 4-7 Nationale F&E-Budgets für Photovoltaik der sechs Länder mit den höchsten Budgets im Jahr 2014. Zudem ist die relative Änderung im Vergleich zum Jahr 2009 angegeben.

Quelle: IEA-Datenbank (Abruf am 10.04.2017)

In Tab. 4-11 ist ein detaillierter Vergleich der F&E-Budgets von Deutschland sowie Japan und den USA bezogen auf das Jahr 2015 gezeigt.

Tab. 4-11 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Photovoltaik – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld - Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	65,9
Zeitlicher Trend von 2008 bis 2015	+ Mio. €/a	2,4
Zeitlicher Trend von 2008 bis 2015	+ %/a	4
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	834
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	7,9
Zeitlicher Trend von 2010 bis 2014	+ %/a	-0,1
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld – Internationaler Vergleich		
F&E-Förderung der jeweiligen Technologie im OECD-Durchschnitt und/oder im Vgl. mit im Technologiefeld besonders aktivem Land/Ländern (ggf. nachfolgende Zeilen kopieren)		
(Japan / USA)		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	53,1 / 31,8
Zeitlicher Trend von 2010 bis 2015	+ Mio. €/a	-3,4 / -36,3
Zeitlicher Trend von 2010 bis 2015	+ %/a	-5 / -17
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	2.129 / 2.404
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	2,5 / 1,3
Zeitlicher Trend von 2010 bis 2015	+ %/a	-1,3 / -1,9

Teilkriterium 8.3 F&E Outputs

Auch eine quantitative Analyse der F&E-Outputs belegt die Schlüsselstellung Deutschlands im Bereich der Photovoltaik. In Bezug auf akademische Forschung wurde eine Suche bei Scopus nach den Schlagworten „*Photovoltaik*“ und „*solar cell*“ (Suchstring: "*Photovoltaik*" OR "*solar cell*") mit und ohne Einschränkung auf eine deutsche Autorenzugehörigkeit durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abb. 4-8 dargestellt. Sowohl die Gesamtzahl der jährlichen Publikationen als auch der Publikationen mit deutscher Autorenzugehörigkeit im Themenfeld PV sind in den letzten 20 Jahren deutlich angestiegen. Es zeigt sich jedoch, dass der relative Anteil der Publikationen mit deutscher Beteiligung abgenommen hat. Für das Jahr 2016 ergab sich beispielsweise eine Anzahl von 20.345 wissenschaftlichen Publikationen im Themenfeld PV. Die Einschränkung der Affiliation auf „Germany“ ergab 1.210 wissenschaftliche Publikationen. Der relative Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen lag 2016 somit bei 5,9 %. Für das Jahr 2006 ergeben sich entsprechend 3.644 wissenschaftliche Publikationen, wovon 334 eine deutsche

Affiliation haben. Der Anteil lag somit bei 9,2 %. Der relative Anteil ist über zehn Jahre somit um -0,33 %/a gesunken (siehe Tab. 4-12).

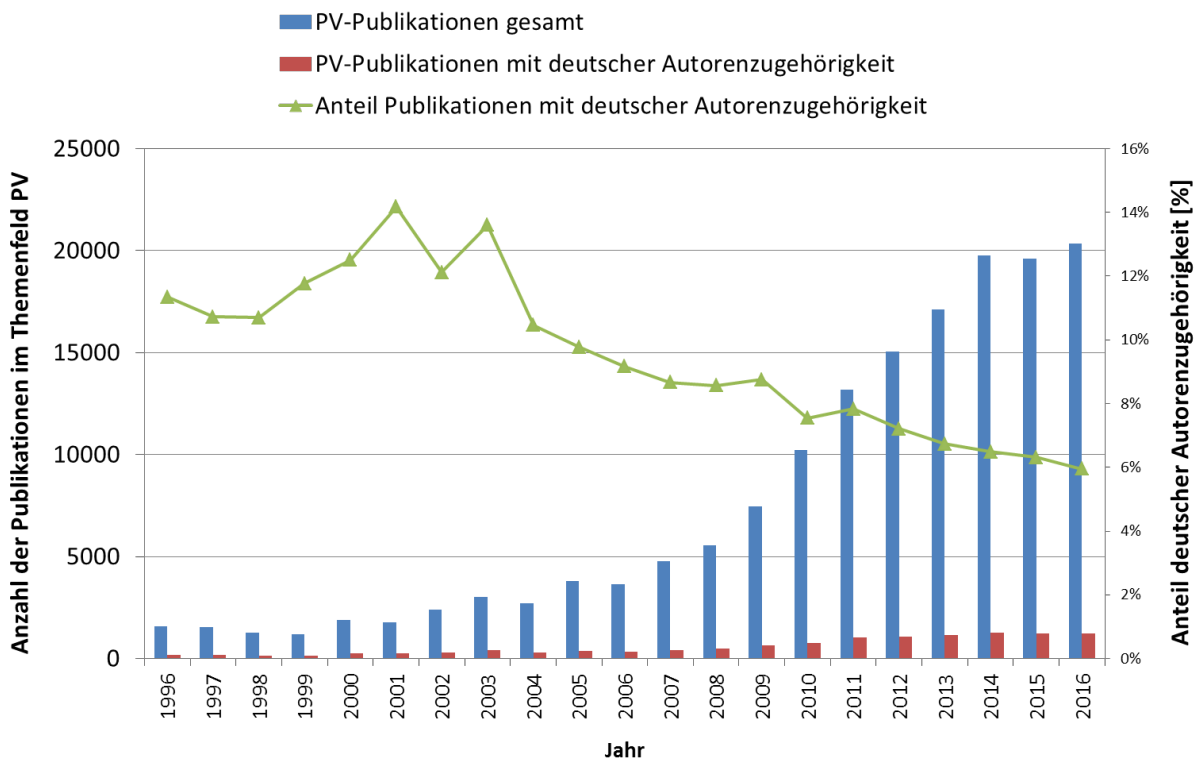


Abb. 4-8 Nationale F&E-Budgets für Photovoltaik der sechs Länder mit den höchsten Budgets im Jahr 2014 und relative Änderung im Vergleich zum Jahr 2009

Tab. 4-12 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Photovoltaik – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	5,9
Zeitlicher Trend von 2006 bis 2016	%/a	-0,33

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Photovoltaik als Technologie und saubere Option zur Stromerzeugung hat grundsätzlich eine sehr hohe gesellschaftliche Akzeptanz. Tab. 4-13 zeigt Aspekte der Akzeptanz in Bezug auf den Markt, die Gesellschaft sowie die lokale Ebene. Diese sind nach Freiflächenanlagen, Aufdachanlagen sowie bauwerksintegrierte PV unterschieden, da die Akzeptanz teilweise unterschiedlich ist. Die Marktakzeptanz war bis 2012 sehr hoch, was zu hohen Ausbauraten geführt hat. Durch Änderungen des Förderregimes (Eigenverbrauch, Ausschreibungen etc.) sowie die Deckelung der Ausbauraten hat die Marktakzeptanz in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Alle

Energieszenarien sehen jedoch einen deutlichen Bedarf an weiterer PV-Leistung. Dadurch und durch die weiter sinkenden Kosten ist zu erwarten, dass die Marktakzeptanz wieder höher wird und der PV-Markt in Deutschland wachsen wird.

Die hohen Ausbauraten und der Umlagemechanismus des EEG haben in den letzten Jahren zu Diskursen über die Photovoltaik geführt. Diese beziehen sich eher auf die Rahmenbedingungen als auf die Technologie an sich. So wird der Umverteilungsmechanismus (EEG-Umlage) in der Gesellschaft zunehmend kritisch diskutiert. Die Kritik an den Rahmenbedingungen wird dabei auch auf die Photovoltaik an sich übertragen. Es ist jedoch zu erwarten, dass dies abnimmt, sobald andere (bzw. gar keine) Fördermechanismen eingeführt werden. In Bezug auf Freiflächenanlagen werden mittlerweile auch der Flächenverbrauch und eine eventuelle Flächennutzungskonkurrenz diskutiert. Entsprechend müssen Flächen für PV-Kraftwerke bestimmte Kriterien erfüllen, um insbesondere eine Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion zu reduzieren. Das Flächennutzungsproblem wird auch in Zukunft weiter bestehen. Neue Ansätze wie „Agro-Photovoltaik“ (hochmontierte PV-Anlagen, die eine landwirtschaftliche Nutzung der darunter liegenden Fläche ermöglichen) können dieses Problem reduzieren.

Die lokale Akzeptanz der Photovoltaik ist sehr hoch, da keine negativen Auswirkungen, wie Lärm oder Emissionen, entstehen. Lediglich in Bezug auf die Flächennutzungsproblematik kann es lokal zu Akzeptanzdiskussionen kommen.

Tab. 4-13 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Photovoltaik zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)
PV-Freifläche	Eher niedrig (4)	Ausschreibungen als komplexer Förderrahmen	Mittlere Akzeptanz (3)	Diskurs um Flächenverbrauch, Sorge um Netzstabilität	Eher hohe Akzeptanz (2)	Kaum Auswirkungen vor Ort, ggf. Flächennutzungskonflikte
PV-Dachanlagen	Eher hohe Akzeptanz (2)	Prinzipiell gut, erschwert durch komplexe Fördermechanismen (Eigenbedarf, Mieterstrom etc.) und sinkende EEG-Vergütung	Mittlere Akzeptanz (3)	PV als Technologie hat hohe Akzeptanz; kritische Diskurse in Bezug auf die Umverteilung durch das EEG	Hohe Akzeptanz (1)	Bis auf vereinzelte Kritik an der Ästhetik, gibt es keine negativen Auswirkungen vor Ort.
BIPV-Anwendungen	Eher niedrig (4)	Kombinierte Bauelemente (PV und Fassade) erschweren Zulassungen und dadurch kundenspezifische Einzellösungen. Häufig Design-Vorbehalte bei Bauherren, Architekten, Planern. Fehlende, leicht erschließbare rechtliche Rahmenbedingungen	Eher hohe Akzeptanz (2)	Siehe PV-Dachanlagen, Bauwerkintegration als solche ohne Akzeptanzprobleme	Hohe Akzeptanz (1)	Es gibt keine negativen Auswirkungen vor Ort.

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Photovoltaik kann modular eingesetzt werden von einzelnen Modulen mit einigen hundert Watt bis zu Großkraftwerken mit mehreren 100 MW Leistung. Entsprechend variieren auch die Auswirkungen auf die Struktur der Energieversorgung. Photovoltaikanlagen haben allerdings bereits heute Lebensdauern von über 20 Jahren und stellen somit langfristige Investitionsgüter dar. Sie verändern die Energieversorgung also langfristig. Tab. 4-14 stellt die Genehmigungs- und Bauzeiten, die

Nutzungsdauer sowie die spezifischen Investitionen einer PV-Freiflächenanlage von 2,5 MW_p dar.

Tab. 4-14 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Photovoltaik (PV-Freifläche typisch 2,5 MW_p)

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	6-17	5-15	4-13	3-11	2,5-10
Bauzeit Gesamtdauer	Monate	18-30	15-28	10-20	8-15	5-12
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	25	27	30	33	35
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kW _p	1.000	850	663	557	475

Quelle: PVLegal (2012), Agora (2015), Expertenschätzung

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Wie in Kriterium 10 beschrieben, unterscheiden sich Photovoltaikanlagen nach der Anlagengröße, aber auch nach der Installationsart (Aufdach, Freifläche, Bauwerkintegrierte Photovoltaik). Entsprechend variieren die Erfordernisse an die lokale Infrastruktur, insbesondere in Bezug auf den Netzanschluss. Eine Nutzung der Photovoltaik ist auch unabhängig von Infrastrukturen notwendig. Entsprechende netzunabhängige Anlagen werden zum Beispiel zur ländlichen Elektrifizierung und für netzferne Gebäude verwendet. Durch die Integration von lokalen Speichern ist auch eine netzunabhängige Nutzung in höheren Leistungsbereichen möglich. Für netzgekoppelte Anlagen gilt: je größer die Anlage, desto höher ist in der Regel der Anspruch an die Netzinfrastruktur. Hier hängt es jeweils von den lokalen Gegebenheiten ab, ob ein Netzausbau erforderlich ist. Bei sehr hohen Ausbauraten können auch überregionale Anpassungen der Netzinfrastruktur erforderlich sein. Diese können einen Ausbau des Stromnetzes sowie den Bau von Speichern und Reservekraftwerken umfassen. Durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen im Bereich der Vermeidung von Regelleistung (Stichworte: virtuelle Kraftwerke; Smart Grid) und der verbrauchsseitigen Steuerung könnten die überregionalen Ausbaumaßnahmen reduziert werden. Tab. 4-15 fasst die Abhängigkeit von Photovoltaik von Infrastrukturen zusammen, wobei nochmals angemerkt sein soll, dass die Anforderungen stark von den Charakteristika der Anlage sowie den lokalen Gegebenheiten abhängen.

Tab. 4-15 Abhängigkeit des Technologiefeldes Photovoltaik von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich. (Netzunabhängige PV-Anlagen, z. B. auch in Kombination mit Speichern)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig. (z. B. PV-Dachanlagen bei ausreichender Verteilnetzanbindung)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden. (z. B. lokaler Ausbau Verteilnetz, aber auch überregionaler Netze)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden. (Bei starkem PV-Ausbau können neue überregionale Netzinfrastrukturen, aber auch Smart Grids notwendig werden. Es könnte auch ein dezentrales System mit neuer, lokaler Speicherinfrastruktur realisiert werden)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Zur Beurteilung der Systemkompatibilität von Photovoltaik werden hier zwei Anwendungsfälle unterschieden. Zum einen werden eine kleinere Aufdachanlage und zum anderen eine größere Freiflächenanlage betrachtet. Als Systemgrenze wird der Netzanschluss definiert. Im Einzelfall sind die Rückwirkungen bei einer Aufdachanlage als (vernachlässigbar) gering anzusehen. Bei einer einzelnen Freiflächenanlage können hingegen Rückwirkungen auf das Mittelspannungsnetz auftreten, aus denen sich ein Anpassungsbedarf der Infrastruktur ergibt. Bei großem Bestand treten jedoch durch die fluktuierende Erzeugung Rückwirkungen auf das Gesamtsystem auf, die eine Erweiterung des Netzes bzw. Ausgleichsmechanismen (z. B. IKT-Technologien, Demand Side Management, Reservekraftwerke, Sektorenkopplung etc.) erfordern. Entsprechende Maßnahmen sind auch bei einem hohen Ausbau der Windenergie erforderlich und betreffen einen Umbau des Gesamtsystems im Zuge der Energiewende. Der Aufwand ist somit einmalig hoch.

Die Wechselwirkungen der Photovoltaik mit anderen Technologien sind im Einzelfall gering. Es können jedoch bereits positive Wechselwirkungen mit Speichertechnologien, zum Beispiel in Form von stationären Batteriespeichern oder Elektrofahrzeugen, bestehen. Bei großem Bestand treten – wie oben bereits beschrieben – starke Wechselwirkungen mit dem Gesamtsystem und darin eingesetzten anderen Technologien auf. Positive Wechselwirkungen bestehen beispielsweise mit der Windenergie, deren fluktuierende Erzeugung sich sehr gut mit der Photovoltaik ergänzen kann. Zudem sind bei Verstärkung der Sektorenkopplung nahezu alle weiteren Technologiefelder zu betrachten.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Die detaillierte Analyse der Kriterien in Kapitel 4 zeigt, dass die Photovoltaik ein hohes Marktpotenzial besitzt und entsprechend aller Energieszenarien eine tragende Säule der nationalen und internationalen Energieversorgung sein wird. Entsprechend ergibt sich alleine national ein Wertschöpfungspotenzial im zweistelligen Milliarden Euro-Bereich. Deutschland ist aktuell sowohl technologisch als auch wirtschaftlich sehr gut aufgestellt, um von der Zukunftstechnologie Photovoltaik zu profitieren.

Der FVEE stellt diesbezüglich fest: „Voraussetzung für eine großmaßstäbliche Aktivierung des langjährigen Marktwachstums ist eine gute Integration in das Energiesystem in Verbindung mit weiteren Kostensenkungen. Eine nachhaltig angelegte Forschung unterstützt dabei sowohl Untersuchungen zu den Grundlagen der Materialien und Prozesse als auch Weiterentwicklungen in den konkreten Komponenten (Zellen, Module, Wechselrichter) und Systemen. Zentrale Ziele sind die Steigerung der Wirkungsgrade und der Modullebensdauer, eine Reduzierung des Materialeinsatzes und hochproduktive Herstellungsverfahren.“

Da eine abschließende Bewertung der unterschiedlichen Technologieansätze im Hinblick auf langfristige Entwicklungen derzeit noch nicht möglich und der technologische Wettbewerb ein wesentlicher Treiber der Kostenreduktion ist, muss die breitgefächerte Förderung verschiedener Technologien beibehalten werden“ (FVEE 2017).

Die unten folgenden, detaillierten Forschungsbedarfe der einzelnen Technologien sind an die „Forschungsziele 2017“ des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien FVEE (FVEE 2017) angelehnt.

5.1 Solarzellen und Module

5.1.1 Kristallines Silizium (c-Si) (mono-c, multi-c, dünne c-Si Solarzellen) und Module

Höhere Wirkungsgrade, z. B. durch:

- neuartige Zellstrukturen mit geringeren optischen und elektrischen Verlusten
- extrem dünne Beschichtungen zur Verbesserung der Oberflächeneigenschaften
- Verbesserung der Siliziummaterialeigenschaften
- Photonenmanagement

Einsparung und Substitution von kostentreibenden Materialien, insbesondere

- Kostenreduzierte Herstellung von Solar-Silizium (solar grade Si) und sägefreie Wafertechnologien
- Prozessierung dünnerer Si Wafer (120 µm) bis hin zu ultradünnen Wafern (<80 µm)
- Ersatz von Silber als Leitmaterial

Produktionstechnologie:

- Entwicklung kostengünstiger hochproduktiver Techniken (thermische, nass- und plasmachemische, hochgenaue laser- und druckbasierte Verfahren)

Modultechnologie:

- Modultechnologien mit deutlich reduzierten Material- und Systemkosten
- Entwicklung von Hochleistungsmodulen mit hohem Flächenenertrag
- Verlustarme elektrische Verschaltungsmethoden und optisch effiziente Einkapselung
- Deutlich gesteigerte technische Lebensdauern der Module für neue PV-Technologien

5.1.2 Stapelzellen auf c-Si und Module

- Stapelsolarzellen auf Basis von Standard-Silizium-Solarzellen in Kombination mit anderen Halbleitern, um ein höheres Wirkungsgradpotenzial zu ermöglichen
- Schwerpunkte: Entwicklung der III-V Halbleiter und der Perowskite als besonders chancenreiche Topzellen-Technologie

5.1.3 Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS), CdTe und andere Ansätze

- Skalierungseffekte
- Optimierte, effizientere Produktionstechnologien
- Verringerung des Materialeinsatzes
- Umsetzung der hohen Laborwirkungsgrade in die Modulproduktion
- direkte Gebäudeintegration
- alternative Substrate (Polyimid- und Stahlfolien) für die Rolle-zu-Rolle-Prozessierung

5.1.4 III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module

- Solarzellenstrukturen für höchste Leistungsdichten (bis 2.000 Sonnen)
- Kostengünstige industrielle Fertigungstechnologien der Solarzellen und der konzentrierenden Optik
- Anpassung von Konzentratoroptik und Solarzelle, innovativer Modulbau
- Höhere Wirkungsgrade der Solarzellen
- Erforschung neuer Materialien

5.1.5 Organische Solarzellen und Module

- Evaluierung neuer, aus der Flüssigphase prozessierbarer Halbleitersysteme mit verbesserter Anpassung an das Solarspektrum und optimierten Ladungstransporteigenschaften
- Verbesserung bestehender kostengünstiger Zellkonzepte und organischer Tandemsolarzellen
- Angepasste Produktionstechnologien wie z. B. Rolle-zu-Rolle-Prozessierung
- Verkapselung, insbesondere flexibler Solarzellen

5.2 PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel

Mit einem Marktanteil von ca. 50 % war Deutschland im Jahr 2014 führend im PV-Anlagenbau (VDMA 2015). Die oben beschriebenen Innovationen auf Zell- und Modulebene müssen durch den Anlagenbau in die Produktion gebracht werden.

Kernthema ist dabei die Umsetzung der Spitzenergebnisse aus dem Labor in die anlagenangepassten Prozesse und Materialien.

Somit deckt sich der Forschungsbedarf in dieser Kategorie zum großen Teil mit den in Kapitel 2.1 genannten Bedarfen.

5.3 Systemtechnik

5.3.1 PV Invertertechnologie

- Angepasste Wechselrichterlösungen zur Optimierung der Lastflüsse zwischen fluktuierenden und regelbaren Erzeugern, zeitabhängigen Verbrauchern und Speichern
- Weitere Kostensenkung von Wechselrichtern sowie Steigerung der Zuverlässigkeit und Lebensdauer auf das Niveau von PV Modulen
- Entwicklung von Algorithmen und Simulationen zur Steigerung der Eigenverbrauchsquote beim Zusammenspiel von PV-Anlage, Batteriespeicher und Wärmepumpe sowie für deren netzdienlichen Betrieb

5.3.2 PV Kraftwerke und Systemtechnik

- präzise Leistungs- und Ertragsprognosen von PV Kraftwerken
- Steigerung der Performance Ratio insbesondere für neue PV Technologien
- Verstetigung der Stromproduktion im Tagesverlauf durch Erzeugungs-, Speicher-, und Lastmanagement im Verteilnetz
- Technologieentwicklung zur Senkung der Systemkosten bei Material, Montage, Wechselrichter und allgemeiner Elektroinstallation
- Wartung und Zustandsdiagnose von Solarkraftwerken

5.3.3 Netzanbindung und Netzführung

- Entwicklung von kostengünstigen multifunktionalen „intelligenten“ PV- Wechselrichtern, um lokal und regional die Lastflüsse zwischen fluktuierenden Erzeugern, zeitabhängigen Verbrauchern, Speichern und schnell regelbaren Stromerzeugern zu optimieren

5.4 Angrenzende Technologien

5.4.1 Bauwerkintegration von PV

- Neben klassischen Freiflächen- und Aufdachsystemen bieten bauwerkintegrierte Anlagen zukünftig ein hohes Flächenpotenzial. Um dieses Potenzial effektiv zu nutzen, bedarf es multifunktionaler Fassadenelemente sowie neuer Ansätze zur Verschaltung der Module zur Gebäudeintegration. Dabei sind auch architektonische, regulatorische und finanztechnische Aspekte zu berücksichtigen.
- Entwicklung anwendungsspezifischer Modultechnologien und -designs für eine erhöhte Akzeptanz der BIPV Technik und einen größeren Gestaltungsspielraum in der Anwendung

5.4.2 PV-Leistungsprognose

- Hierzu müssen die Zustandsdaten der Energieträger mit den großflächigen meteorologischen Daten in möglichst detaillierter örtlicher Auflösung aufgenommen und zu zuverlässigen Ertragsprognosen verarbeitet werden

5.4.3 Recycling von Modulen und Wertstoffen

- Reduktion von Material- und Energieeintrag bei der Herstellung in der gesamten Wertschöpfungskette
- Wiederverwertbarkeit der photovoltaischen Elemente und Materialien.

Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen (2017): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - 1990 bis 2015, www.ag-energiebilanzen.de/10-0-auswertungstabellen.html, Version: September 2017, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- Agora Energiewende (2015): Calculator of Levelized Cost of Electricity for Photovoltaics, www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/89/Calculator+of+Levelized+Cost+of+Electricity+for+Photovoltaics/, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- BP (2016): Statistical Review of World Energy 2016 - data workbook, www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html, zuletzt abgerufen am 10.07.2017.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2011): Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung - Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/6-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.html, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE) (2017): Forschungsziele 2017, www.fvee.de/publikationen/programmbroschuere/, zuletzt abgerufen am 10.07.2017.
- Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende, www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- Fraunhofer ISE (2017): Photovoltaics Report, www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- Greenpeace (2015): energy [r]evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015, https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/greenpeace_energy-revolution_erneuerbare_2050_20150921.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- IEA (2016a): Energy Technology Perspectives 2016. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2016b): World Energy Outlook 2016. Paris: International Energy Agency.
- ITRPV (2017): International Technology Roadmap for Photovoltaic, 2016 Results, www.itrpv.net/Reports/Downloads/2017/, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.
- O'Sullivan, M.; et al. (2015): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz,

www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bruttobeschaeftigung-durch-erneuerbare-energien.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.

Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.

Palm, J.; et al. (2015): White Paper for CIGS Thin Film Solar Cell Technology, cigs-pv.net/wortpresse/wp-content/uploads/2015/12/CIGS-WhitePaper.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.

Sonne Wind & Wärme (2016): Weltkarte der PV-Industrie.

Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.

World Energy Council (2016): World Energy Scenarios 2016 – The Grand Transition, www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016_Full-Report.pdf, zuletzt abgerufen am 8.12.2017.